

Ronald Sousa Armando

**Análise multivariada e caracterização petrofísica de dados de
porosidade e permeabilidade**

Trabalho Final de Curso – IGL U08

(Geologia)

UFRJ

Rio de Janeiro

2014



Ronald Sousa Armando

**ANÁLISE MULTIVARIADA E CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA DE DADOS DE
POROSIDADE E PERMEABILIDADE**

Trabalho Final de Curso de Graduação em
Geologia do Instituto de Geociências,
Universidade Federal do Rio de Janeiro –
UFRJ, apresentado como requisito
necessário para obtenção do grau de
Geólogo.

Orientadores:

Leonardo Fonseca Borghi de Almeida
Luís Paulo Vieira Braga

Rio de Janeiro

Julho de 2014

Armando, Ronald Sousa

Análise multivariada e caracterização petrofísica de dados de porosidade e permeabilidade / Ronald Sousa Armando – Rio de Janeiro: UFRJ / IGeo, 2014.

xiv, 37p.: il.; 30 cm

Trabalho Final de Curso (Geologia) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, 2014.

Orientadores: Leonardo Fonseca Borghi de Almeida, Luís Paulo Vieira Braga

1. Geologia. 2. Geologia Aplicada - Trabalho de Conclusão de Curso. I. Leonardo Fonseca Borghi de Almeida, Luis Paulo Vieira Braga. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia. III. Análise multivariada e caracterização petrofísica de dados de porosidade e permeabilidade.

Ronald Sousa Armando

ANÁLISE MULTIVARIADA E CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA DE DADOS DE
POROSIDADE E PERMEABILIDADE

Trabalho Final de Curso de Graduação em
Geologia do Instituto de Geociências,
Universidade Federal do Rio de Janeiro –
UFRJ, apresentado como requisito
necessário para obtenção do grau de
Geólogo.

Orientadores:

Leonardo Fonseca Borghi de Almeida

Luís Paulo Vieira Braga

Aprovada em:

Por:

Orientador: Dr. Luís Paulo Vieira Braga (UFRJ)

Dr. Leonardo Fonseca Borghi de Almeida (UFRJ)

Dr. Fábio André Perosi (UFRJ)

Dr. Francisco José da Silva (UFRRJ)

UFRJ

Rio de Janeiro

2014

“O universo não foi feito à medida do ser humano,
mas tampouco lhe é adverso:
é-lhe indiferente.”

Carl Sagan

Agradecimentos

Agradeço ao orientador Prof. Dr. Luis Paulo Viera Braga, sem o qual este trabalho não se concretizaria, e por toda ajuda, orientação e paciência nos momentos de dificuldade.

Ao orientador Prof. Dr. Leonardo Fonseca Borghi de Almeida por todo o conhecimento compartilhado durante a graduação e conselhos sobre o trabalho.

Ao Bruno de Melo, pelo apoio, amizade e dicas quanto a monografia.

À Camilla Bazzarella, ao Fábio Pratts, ao Rodrigo Borba pelas valiosas dicas sobre o texto, revisão do trabalho e amizade durante o curso.

Aos colegas de turma por todas as histórias de vida compartilhadas e conhecimentos construídos durante estes seis últimos anos.

Resumo

ARMANDO, Ronald Sousa. **Análise multivariada e caracterização petrofísica de dados de porosidade e permeabilidade**. 2014. xiv, 37 p. Trabalho Final de Curso (Geologia) - Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

O estudo de reservatórios na Geologia do Petróleo é um dos alicerces para a exploração de hidrocarbonetos, e sempre houve grandes investimentos para inovações nesta área. Propriedades como porosidade e permeabilidade são alguns dos principais parâmetros nesse estudo, e são comumente medidas em *plugs* durante a perfuração de poços. O presente estudo tem por finalidade a realização de análise multivariada na estruturação de dados de porosidade e permeabilidade em diversos contextos geológicos, através do processamento de um grande número de dados de rochas provenientes de diversos campos petrolíferos, disponibilizados em um catálogo do Serviço Geológico dos EUA. Para isso são utilizadas as técnicas de análise de componentes principais e análise discriminante canônica, que são excelentes para análise exploratória e oferecem uma base mais simples para descrever os dados. A partir dos resultados da classificação petrofísica e das análises multivariadas, utilizando o ambiente computacional R[®], foram revelados três agrupamentos dos campos. Ao final do estudo foi realizada uma revisão das informações disponíveis no catálogo para tentar esclarecer a relação entre a formação desses três *clusters* com a geologia dos campos. Foi possível relacionar os resultados de alguns campos com suas características sedimentológicas.

Palavras-chave: análise de componentes principais; porosidade; permeabilidade

Abstract

ARMANDO, Ronald Sousa. **Multivariate analysis and petrophysical evaluation of porosity and permeability data.** 2014. xiv, 37 p. Trabalho Final de Curso (Geologia) - Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

The study of reservoirs in Petroleum Geology is one of the foundations for the exploration of hydrocarbons, and there has always been investments for innovations in the area. Properties like porosity and permeability are some of the main parameters in this study, and are commonly measured in plugs during well drilling. The present study aims for the performance of a multivariate analysis in the structuring of porosity and permeability data in various geological contexts, through the processing of a great number of rock data from various oil fields, available on a USGS catalog. For this purpose, principal component analysis and canonical discriminant analysis – which are excellent for exploratory analysis – are used through the R[®] computational environment, offering a simpler base for describing the aforementioned data. After the petrophysical classification results and the multivariate analysis, three field assemblages were revealed. At the end of the study, a review of the information present in the catalog was made in an attempt to clarify the relationship between the formation of these three clusters and the geology of the fields. It was possible to relate the results of some fields with their sedimentological characteristics.

Keywords: principal component analysis; porosity; permeability

LISTA DE FIGURAS

- Figura 2.1 – Gráfico base evidencia subdivisão em diversos Global Hydraulic Elements (GHE), variando de 1 a 10, do verde (GHE 1) ao vermelho (GHE 10) (Corbett & Potter, 2004). **5**
- Figura 2.2 – GHE em reservatório em ambiente marinho raso mostra larga variação de permeabilidade (Corbett & Potter, 2004). **6**
- Figura 2.3 – Relação entre tamanho dos grãos e GHE para um reservatório marinho raso (Corbett & Potter, 2004). **7**
- Figura 2.4 – GHE em reservatório de chalk, mostrando larga variação de porosidade, com permeabilidade uniforme, cluster no GHE 1 (Corbett & Potter, 2004). **7**
- Figura 3.1 – Mapa base com as classificações dos GHE construído no programa R. **12**
- Figura 3.2 – *Scree plot* mostrando a variância para cada componente, em ordem decrescente. **14**
- Figura 3.3 – Gráfico biplot utilizando as duas componentes com maior variância, 1 e 2. **15**
- Figura 3.4 – Separação dos campos em três *clusters* distintos, A (azul), B (verde) e C (amarelo). No *cluster* A é possível observar uma grande dependência entre os GHEs 1 e 2, enquanto que no *cluster* B os GHEs 4, 5 e 6 aparecem mais espaçados, o que indica uma menor dependência entre eles. No *cluster* C ocorre novamente um agrupamento entre as variáveis. **16**
- Figura 3.5 – Modelo de discriminante canônica evidenciando novamente o agrupamento dos dados em três *clusters*. **17**

Figura 3.6 – Todos os campos plotados com base em sua separação em três clusters distintos, A (acima, esquerda), B (acima, direita) e C (abaixo). **18**

Figura 4.1 – Campos 19, 20 e 54 com os pontos plotados no mapa base relacionados a profundidade. Os círculos maiores indicam maior profundidade dos pontos, e vice-versa. **21**

Figura 4.2 – Campo 24 com os pontos plotados no mapa base relacionados à profundidade. A base desse arenito, que é representada pelos círculos maiores (maior profundidade), mostra valores mais elevados de porosidade e permeabilidade do que o seu topo. **22**

Figura 4.3 – Campo 28 com os pontos plotados no mapa base relacionados a profundidade. O topo apresenta menor porosidade e permeabilidade que a base. **23**

Figura 4.4 – Campo 32 com os pontos plotados no mapa base relacionados a profundidade. O topo apresenta menor porosidade e permeabilidade que a base. **24**

Figura 4.5 – Pontos do campo 37 de acordo com as características de suas respectivas camadas (Nelson & Kibler, 2003). **25**

Figura 4.6 – Campo 37 com os pontos plotados no mapa base relacionados a profundidade. **26**

Figura 4.7 – Campo 63 com os pontos plotados no mapa base relacionados de forma inversa à profundidade. Neste campo, a inserção dos hidrocarbonetos teria encerrado a cimentação dos poros e permitido a preservação de porosidade em profundidades tão elevadas. **27**

Figura 4.8 – Plot do dados do campo 70 no mapa base mostra progressão de GHEs, decorrente da formação de cimento de quartzo pelo aumento da profundidade. **28**

Figura 4.9 – Campos 2,15 e 41 com os pontos plotados no mapa base relacionados a profundidade. Não há nenhuma relação aparente com a profundidade. **29**

Figura 4.10 – Campos 67 e 69 com os pontos plotados no mapa base relacionados a profundidade. Não é possível observar nenhuma relação aparente da porosidade e permeabilidade com a profundidade. **30**

Figura 4.11 – Plot do campo 22 no mapa base mostra concentração de pontos nos intervalos de GHEs 4 e 5. Os valores menores de porosidade e permeabilidade são causados pela presença de maior volume de cimento de calcita. **31**

Figura 4.12 – Perfil estratigráfico do campo 18 com identificação da profundidade dos pontos, no qual é possível observar uma estruturação *fining up*. Na escala horizontal estão indicados os tamanhos dos grãos (A – argila; S – silte; AMF - areia muito fina; AF - areia fina; AM - areia média; AG - areia grossa; AMG - areia muito grossa; Gr – grânulo; Sx – seixo; Bl – bloco; M – matacão). **32**

Figura 4.13 – Dados do campo 18 plotados novamente no mapa base mostra a relação dos pontos com sua profundidade. **33**

LISTA DE TABELAS

- Tabela 2.1 – Valores típicos que ocorrem no gráfico GHE, mostrando a correlação dos dados de GHE com o FZI (Corbett & Potter, 2004). **6**
- Tabela 3.1 – Cálculo de porcentagem dos pontos para cada faixa de GHE para os dados de Dutton *et al.* (2003). **13**
- Tabela 3.2 – Resultados do comando *princomp*, com as dez componentes formadas. **14**

SUMÁRIO

Agradecimentos	vi
Resumo	vii
<i>Abstract</i>	viii
Lista de figuras	ix
Lista de tabelas	xii
1 INTRODUÇÃO	1
2 MATERIAL E MÉTODOS	3
2.1 Classificação Petrofísica	3
2.2 Catálogo de dados do USGS	8
2.3 Linguagem R e métodos multivariados em estatística	9
2.3.1 Análise de componentes principais	11
2.3.2 Análise discriminante canônica	12
3 RESULTADOS	13
4 ANÁLISE DOS RESULTADOS	21
4.1 <i>Cluster A</i>	21
4.2 <i>Cluster B</i>	29
4.3 <i>Cluster C</i>	32
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	35
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	37
Apêndice A – Tabela de contagem em porcentagem de GHEs para todos os campos.	39
Apêndice B – Tabela com fontes, idades, nome das formações e localizações dos data sets de porosidade-permeabilidade. Fonte: Adaptado de Nelson & Kibler, 2003.	41

Apêndice C – Tabela com bacias, campos, classes de arenito e presença ou ausência do tamanho dos grãos dos data sets de porosidade e permeabilidade. Fonte: Adaptado de Nelson & Kibler, 2003.

1 INTRODUÇÃO

A utilização de análises exploratórias multivariadas é possível nos diversos campos da Geologia. Como exemplo disso temos a estimativa para a frequência de diferentes tipos de microfósseis em uma amostra de sedimentos em profundidades diferentes, mas conhecidas, através de uma sequência vertical de um furo de sondagem. Outra forma pode ser observada na análise de classes de tamanho de grãos para diferentes sedimentos acumulados em ambientes contrastantes, tais como praias, canais de rio e bacias de mar profundo. Ambos os conjuntos de dados consistem em variáveis (tipos de microfósseis e classes de tamanho de grãos) e objetos (amostras de estratigrafias diferentes e ambiente deposicional). É possível perceber a partir desses exemplos que dados geológicos são comumente quantitativos, complexos e multivariados, sendo formados por muitas variáveis ou atributos gravados em um grande número de amostras. A análise multivariada fornece ferramentas muito úteis para a análise exploratória desses dados (Birks, 1987).

Uma das atividades mais importantes da avaliação de campos petrolíferos é a qualificação dos reservatórios de hidrocarbonetos. Um reservatório é considerado de boa produtividade, do ponto de vista econômico, se possuir, além de uma grande quantidade de óleo, condições ótimas de recuperação dos fluidos, condições estas diretamente associadas à porosidade e à permeabilidade da formação. Essas propriedades são frequentemente medidas em plugs extraídos de poços perfurados para exploração de óleo e gás. Tais dados são importantes porque permitem relacionar a permeabilidade, uma quantidade que não é medida diretamente com *well-logs*, e a porosidade, uma quantidade que é comumente determinada com *well-logs*.

Este trabalho tem como objetivo realizar a análise multivariada na estruturação de dados de porosidade e permeabilidade em diversos contextos geológicos. Estes dados

pertencem a um catálogo do Serviço Geológico dos Estados Unidos (USGS), e são originados de rochas siliciclásticas de diversos reservatórios ao redor do mundo. Além disso, busca-se verificar a existência de agrupamentos desses campos e também se é possível a possibilidade de separação e caracterização de acordo com características geológicas específicas.

2 MATERIAL E MÉTODOS

Os dados dessa dissertação foram extraídos do trabalho “A Catalog of Porosity and Permeability from Core Plugs in Siliciclastic Rocks (Nelson & Kibler, 2004)”, do Serviço Geológico dos Estados Unidos (USGS). Esses dados são originados de rochas siliciclásticas e representam geralmente formações específicas, de idades desde o Siluriano até o Pleistoceno. Neste trabalho foi realizada uma caracterização petrofísica dos dados como descrita em Corbett & Potter (2004), utilizando a classificação de *Global Element Units* (GHE). Após a reprodução do mapa base de classificação com o auxílio do programa *R*, os dados foram classificados e (posteriormente) foi calculada a porcentagem de pontos em cada GHE para cada campo. A partir desses resultados, foi feita a análise de componentes principais e análise de discriminantes canônicos, que revelaram três agrupamentos das variáveis. Uma revisão das informações disponíveis desses campos foi realizada para tentar esclarecer a relação entre a formação desses três *clusters* com as características geológicas dos campos.

2.1 Classificação Petrofísica

O conceito de *Hydraulic Unit* foi definido por Amaefule *et al.* (1993) ao observar que as variações nos atributos geométricos do poro definiriam a existência de zonas distintas com características de fluxo-fluído similares. O HU (Hydraulic Unit) é melhor compreendido como o volume elementar representativo (REV) da rocha reservatório no qual as propriedades geológicas e petrofísicas que afetam o fluxo de fluido são internamente consistentes e bastante distintas das propriedades de outros volumes da rocha.

De acordo com Corbett & Potter (2004), o termo *petrotype* é usado para definir um conjunto específico de tipos petrofísicos de rocha, utilizando para isso *a priori* um conjunto de critérios globais. Estes critérios correspondem aos *global hydraulic elements* (GHE), que foram

definidos por uma progressão regular da indicação da zona de fluxo (FZI), cujos valores são escolhidos em consideração a:

- a variação típica de porosidade e permeabilidade em um reservatório;
- uma variação aceitável dentro de uma visão da engenharia, com um elemento hidráulico para os pares de porosidade e permeabilidade;
- a necessidade de descrever o espaço poroso e permeável para eliminar o que não tem importância, dentro de uma visão da engenharia, e variações, para estudos de plugues.

A técnica para a determinação dos HUs foi introduzida por Amaefule *et al.* (1993), que são calculados com base na análise de porosidade e permeabilidade em plugues. Com esses dados, são calculados o indicador da zona de fluxo (FZI) de um volume de poro para a razão sólida do volume (ϕ_z) e o índice de qualidade do reservatório (RQI), utilizando a equação abaixo (equação 2.1):

$$FZI = \frac{RQI}{\phi_z} = \frac{0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi}}}{\left(\frac{\phi}{1-\phi}\right)} \quad \text{Equação 2.1}$$

Por outro lado, para uma dada porosidade, pode-se calcular a permeabilidade por um reajuste da equação acima, conforme pode ser observado na equação abaixo (equação 2.2):

$$K = \phi \left(\frac{(FZI) \left(\frac{\phi}{1-\phi}\right)}{0.0314} \right)^2 \quad \text{Equação 2.2}$$

A partir da equação acima (equação 2.2), linhas constantes do FZI podem ser determinadas e plotados em um gráfico de $\log k/\phi$, que é tipicamente usado para visualizar e

avaliar os dados de porosidade e permeabilidade. Utilizando-se dos valores de FZI, é possível definir limites de HU, na qual se criaram 10 conjuntos de classes de porosidade/permeabilidade. Os conjuntos de classes limites são arbitrariamente escolhidos, de forma a dividir um maior número de variações possíveis, combinadas com os dados de porosidade e permeabilidade dentro de um número manuseável de *Hydraulic Units*. Uma vez fixados os limites destes elementos (Tabela 2.1), eles podem ser aplicados de forma global e se tornar *Global Hydraulic Elements* como pode ser observado na Figura 2.1.

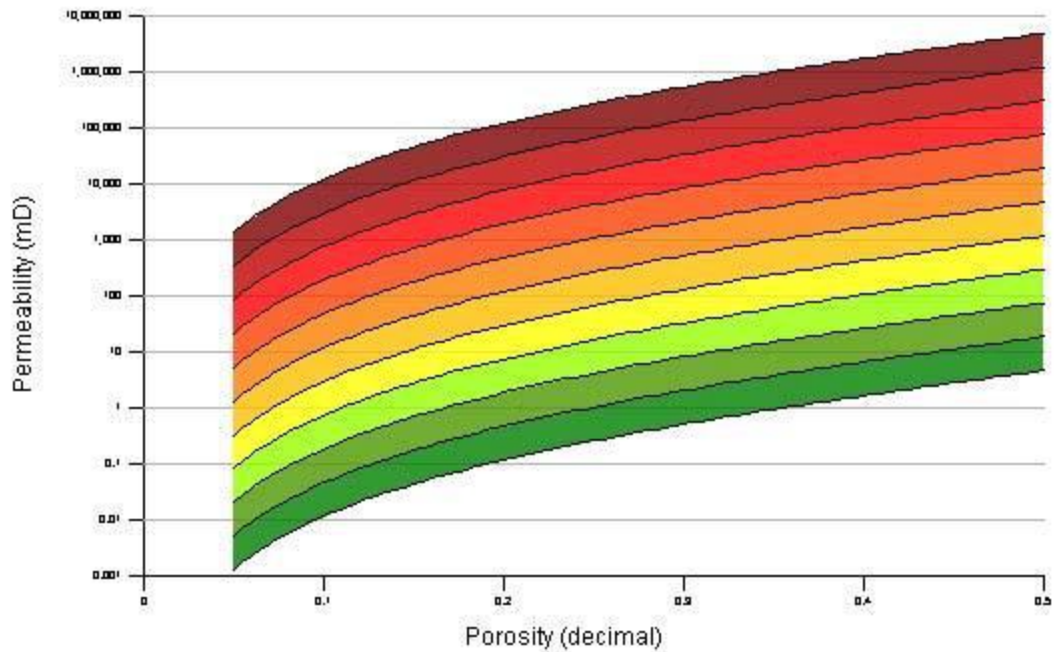


Figura 2.1 – Gráfico base evidencia subdivisão em diversos Global Hydraulic Elements (GHE), variando de 1 a 10, do verde (GHE 1) ao vermelho (GHE 10) (Corbett & Potter, 2004).

Tabela 2.1 – Valores típicos que ocorrem no gráfico GHE, mostrando a correlação dos dados de GHE com o FZI (Corbett & Potter, 2004).

FZI	GHE	FZI	GHE
48	10	1.5	5
24	9	0.75	4
12	8	0.375	3
6	7	0.1875	2
3	6	0.0938	1

O uso do “mapa base” de GHE para plotar dados de plugues permite que tendências sejam facilmente determinadas. Como exemplo, reservatórios marinhos rasos mostram uma clara progressão de GHEs, como visto na Figura 2.2. Essa variação é reflexo da natureza *coarsening-up* deste corpo arenoso (Figura 2.3), que o torna mais grosso e mais limpo em seu topo. Além disso, é possível também encontrar reservatórios com apenas um *rock type*, como reservatórios em chalk (Figura 2.4).

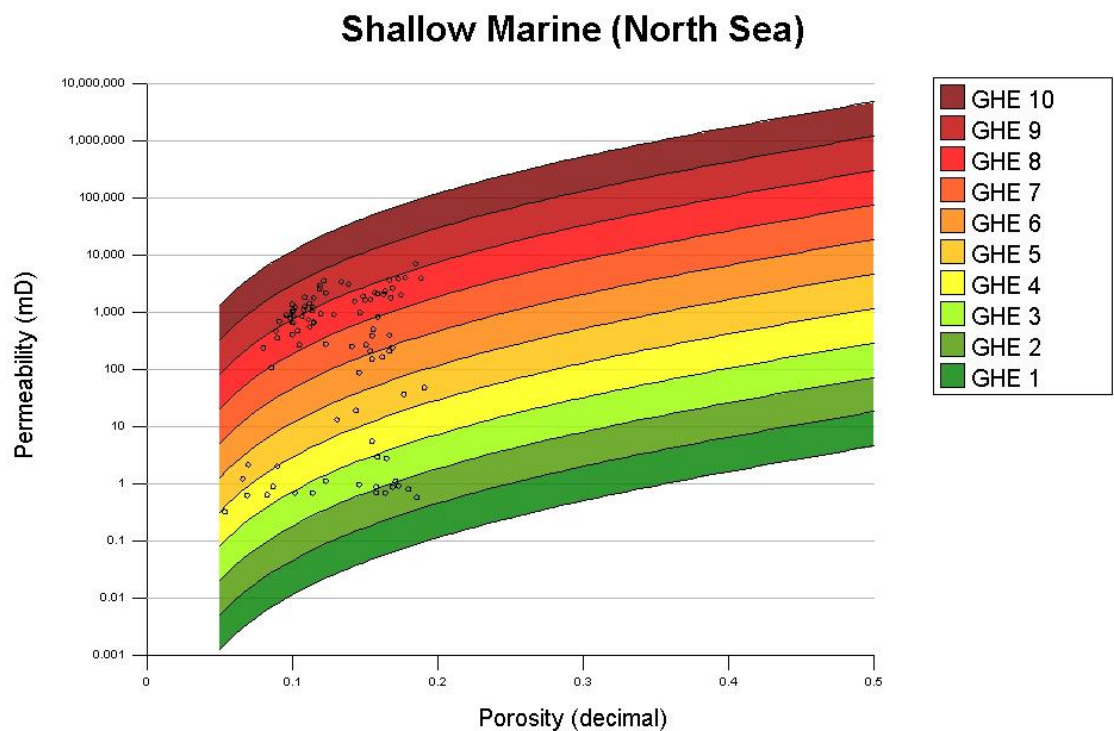


Figura 2.2 – GHE em reservatório em ambiente marinho raso mostra larga variação de permeabilidade (Corbett & Potter, 2004).

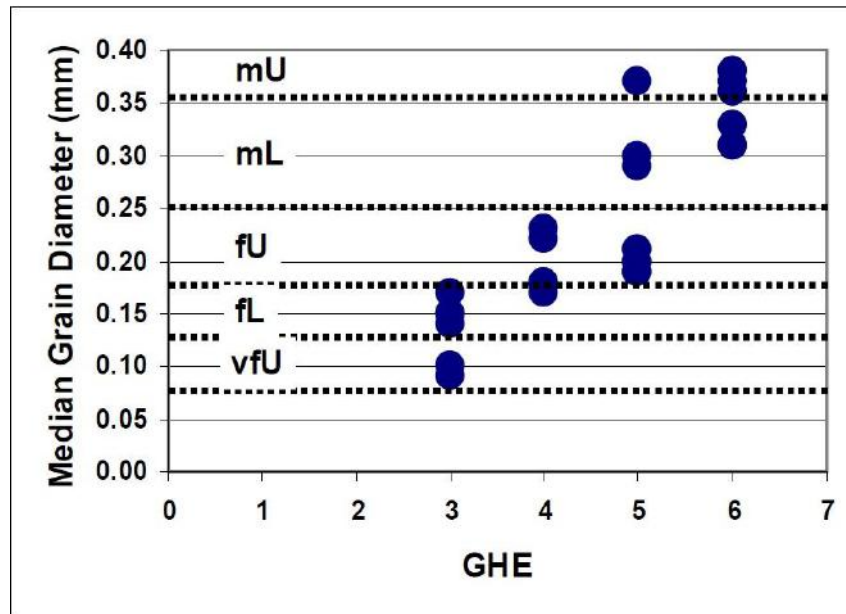


Figura 2.3 – Relação entre tamanho dos grãos e GHE para um reservatório marinho raso (Corbett & Potter, 2004)

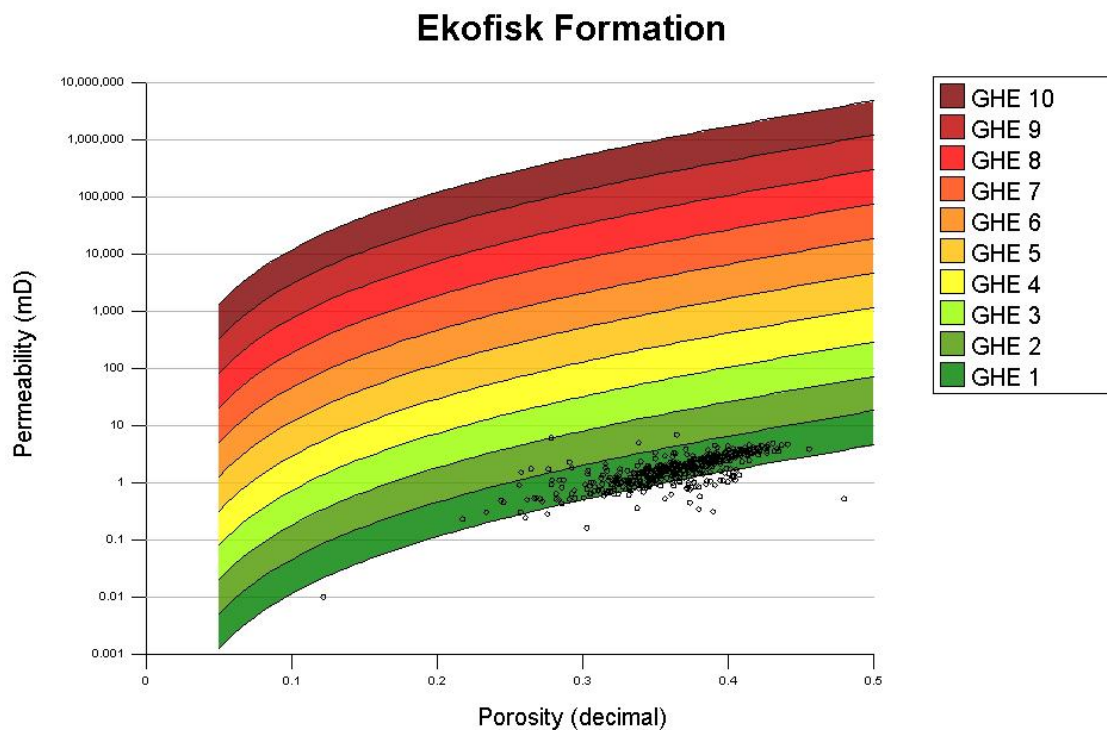


Figura 2.4 – GHE em reservatório de chalk, mostrando larga variação de porosidade, com permeabilidade uniforme, *cluster* no GHE 1 (Corbett & Potter, 2004).

2.2 Catálogo de dados do USGS

Durante a extração de plugs na perfuração de poços, ocorrem geralmente medidas de porosidade e permeabilidade da rocha. Estes dados são importantes para relacionar a porosidade, que é determinada rotineiramente em *well logs*, e a permeabilidade, uma quantidade que não é medida diretamente pelos *well logs*. O catálogo de Nelson & Kibler (2003) apresenta medidas de porosidade e permeabilidade em amostras de formações siliciclásticas para 70 campos diferentes, extraídos de descrições e dados de tabelas ou figuras publicados na literatura científica. Nos Apêndices B e C estão presentes duas tabelas que mostram resumidamente os campos descritos no catálogo, com informações como idades, nome das formações, localização e até mesmo a classe de arenito presente no reservatório. A compilação é restrita a medidas em amostras CORE em conglomerados, arenitos, siltitos e folhelhos.

Cada conjunto de dados é representado por três componentes, que consistem de um resumo escrito, um plot de permeabilidade x porosidade e uma tabela digital. No resumo de cada campo há informações como localização, idade das rochas, ambiente deposicional, litologia, variação de profundidade dos poços e tipo de produção, apesar de nem todas as descrições apresentarem todas essas informações. Ao passo que na tabela, além dos dados de porosidade e permeabilidade, é possível encontrar dados de profundidade, litologia, tamanho dos grãos, formação, ambiente sedimentos, entre outros.

Então, a partir destas tabelas, foram copiados os dados de porosidade e permeabilidade dos 70 campos para uma nova tabela individualmente. Nessa etapa quaisquer informações extras foram descartadas para facilitar o processamento dos dados. Um total de aproximadamente 9800 observações foram compiladas para a realização deste estudo.

2.3 Linguagem R e métodos multivariados em estatística

O R (R Development Core Team, 2013) é ao mesmo tempo uma linguagem de programação e um ambiente para computação estatística e gráficos. Trata-se de uma linguagem de programação especializada em computação de dados. Uma das suas principais características é o seu caráter gratuito, e mesmo assim é uma ferramenta bastante poderosa com boas capacidades ao nível da programação e um conjunto bastante vasto (e em constante crescimento) de *packages* que acrescentam bastante potencialidades à já poderosa versão base do R. Além dos procedimentos estatísticos o R permite operações matemáticas simples, e manipulação de vetores e matrizes.

A Estatística Multivariada, segundo Ferreira (2011), é uma área da estatística que estuda os fenômenos observando e analisando suas diversas respostas simultaneamente. Quando um pesquisador realiza uma amostragem ou um experimento, dificilmente o interesse é focado apenas em uma variável. As variáveis mensuradas possuem relações entre si, que se forem exploradas, conduzirão a análises mais robustas e mais informativas. A partir disso, uma observação multivariada de dimensão p , ou p -variada, é um vetor (equação 2.3):

$$\mathbf{Y} = (\mathbf{Y}_1, \mathbf{Y}_2 \dots \mathbf{Y}_p)^t \quad \text{Equação 2.3}$$

onde t =transposto e cujas coordenadas \mathbf{Y}_1 a \mathbf{Y}_p são variáveis aleatórias oriundas de várias medidas de um mesmo elemento amostral.

Assim, uma matriz de observações p -variadas, ou matriz de dados, é uma tabela \mathbf{Y} : $n \times p$. Em relação a isso, Ferreira (2011) afirma que n medidas e p variáveis podem ser disposta da seguinte forma (equação 2.4):

$$\mathbf{Y} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1k} & \dots & Y_{1p} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2k} & \dots & Y_{2p} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{j1} & Y_{j2} & \dots & Y_{jk} & \dots & Y_{jp} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nk} & \dots & Y_{np} \end{bmatrix} \quad \text{Equação 2.4}$$

onde \mathbf{Y} é a matriz que contém todas as observações de todas as variáveis. Quanto maior o número de variáveis, mais complexa é a análise através de técnicas univariadas.

A análise estatística multivariada é a análise estatística simultânea de uma coleção de variáveis, que melhora de acordo com análises univariadas separadas de cada variável usando para isso informação sobre a relação entre as variáveis (Everitt & Hothorn, 2011).

A utilização de análises exploratórias multivariadas é possível nos diversos campos da Geologia, como descrito em Birks (1987). A estimativa de um micropaleontologista para a frequência de diferentes tipos de microfósseis em uma amostra de sedimentos em profundidades diferentes, mas conhecidas, através de uma sequência vertical de um furo de sondagem. Ou ainda a análise de classes de tamanho de grãos de diferentes sedimentos acumulando em ambientes contrastantes, tais como praias, canais de rios, ambientes costeiros e bacias de água profunda. Esses são alguns exemplos de dados que consistem de n objetos descritos por m variáveis, podendo assim serem representados como conjuntos multivariados.

Na literatura científica brasileira, é possível encontrar alguns estudos que utilizam métodos multivariados na área de Geofísica (Carrino *et al.*, 2011), para a discriminação de áreas de regolito, e Hidrogeologia (Monteiro *et al.*, 2010), para a análise de dados hidroquímicos de um aquífero em uma bacia sedimentar.

2.3.1 Análise de Componentes Principais

A Análise de Componentes Principais é uma técnica exploratória com o objetivo central de reduzir o número de dimensões em um conjunto multivariado, ao mesmo tempo que avalia a variação original presente no *data set*. O objetivo é atingido ao transformar para um novo conjunto de variáveis, as **componentes principais**, que são combinações lineares das variáveis originais. Essas combinações não são correlatas e são ordenadas de tal forma que a primeira delas tenha o máximo possível da variação em todas as variáveis originais. Em outras palavras, o resultado de uma análise de componentes principais seria a criação de um número pequeno de novas variáveis que podem ser usadas como representantes do número grande de variáveis originais e, conseqüentemente, fornecem uma base mais simples para descrever os dados (Everitt & Hothron, 2011).

Esta análise consiste na descrição da variação de um conjunto de n variáveis, $\mathbf{x}^T = (x_1, \dots, x_q)$, e encontrar combinações lineares destas para montar um novo conjunto com novas variáveis, que sejam tais que não estejam correlacionadas entre si. Essas novas variáveis formam um novo conjunto $\mathbf{y}^T = (y_1, \dots, y_q)$, onde cada variável corresponde a uma combinação linear das x variáveis. Uma falta de correlação entre as novas variáveis significa que estão medindo diferentes dimensões dos dados, enquanto que o agrupamento dessas novas variáveis diz que elas estão representando dimensões iguais ou muito similares.

Com a utilização do pacote *princomp* do programa R, foi possível realizar todas essas operações de forma mais simples e automatizada, para o todos os dados de porosidade e permeabilidade do catálogo.

2.3.2 Análise Discriminante Canônica

A análise discriminante canônica é uma técnica da estatística multivariada que permite a redução da dimensionalidade de dados, semelhante à análise de componentes principais. Essa análise busca uma combinação linear de variáveis X_i e Y_i que melhor expressam a correlação entre elas.

Essa análise é utilizada com a finalidade de simplificação estrutural dos dados. Podemos resumir grandes vetores de variáveis em um número menor delas e restabelecer as interrelações entre as variáveis originais a partir do menor conjunto de variáveis de ambos os vetores (Ferreira, 2011). O pacote *candisc* foi utilizado para o tratamento dos dados a partir dessa análise.

3 RESULTADOS

Primeiramente, foi reproduzido o mapa base (Figura 3.1) utilizando o programa R, que mostra 10 intervalos de Global Hydraulic Elements (GHE), a partir de valores constantes de FZI descritos na tabela 2.1.

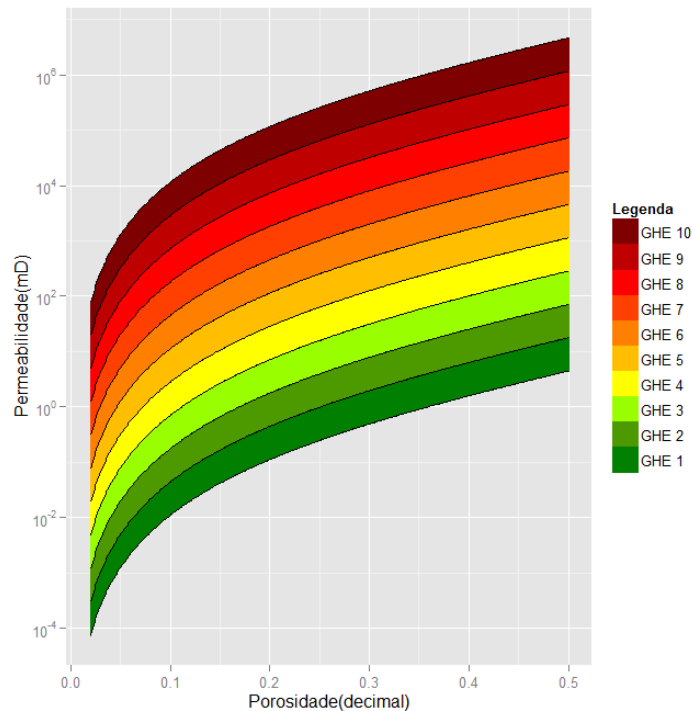


Figura 3.1 – Mapa base com as classificações dos GHE construído no programa R.

Os dados do catálogo foram, então, plotados e foi calculado o total de pontos que pertenciam a cada intervalo de GHE, para cada tabela de cada campo. Com essa contagem, calculou-se ainda a porcentagem que cada intervalo de GHE representava para aquele campo, como é possível observar na tabela do Apêndice A. Como exemplo, o campo com os dados de Dutton *et al.* (2003) são descritos como arcóseos muito finos e bem selecionados, localizados no Grupo Delaware Mountain, no Texas. A partir de seus 368 pontos, foi encontrada a contagem vista na tabela abaixo (Tabela 3.1).

Tabela 3.1 – Cálculo de porcentagem dos pontos para cada faixa de GHE para os dados de Dutton *et al.* (2003).

Duttan <i>et al.</i> (2003)		
	Contagem	% do total
GHE 1	2	0.54%
GHE 2	19	5.16%
GHE 3	61	16.58%
GHE 4	156	42.39%
GHE 5	130	35.33%
GHE 6	0	0.00%
GHE 7	0	0.00%
GHE 8	0	0.00%
GHE 9	0	0.00%
GHE 10	0	0.00%
Total	368	

Depois de fazer esse procedimento para todas os campos, foi realizada a Análise de Componentes Principais, um método estatístico que consiste em tomar n variáveis de um conjunto (no nosso caso, os GHEs) e encontrar combinações lineares destas para montar um novo conjunto com novas variáveis, que sejam tais que não estejam correlacionadas entre si. Uma falta de correlação entre as novas variáveis significa que estão medindo diferentes dimensões dos dados, enquanto que o agrupamento dessas novas variáveis diz sugere que elas estão representando dimensões iguais ou muito similares.

Usando o software R e o comando *princomp*, foram gerados dois plots: um *scree plot* (Figura 3.2) e um biplot (Figura 3.3). O primeiro mostra as 10 componentes criadas pelo programa, nas quais cada uma representa combinações novas das 10 variáveis iniciais (GHEs). Ele revela o quanto cada componente explica os dados computados, sem o auxílio das outras.

Tabela 3.2 – Resultados do comando princomp, com as dez componentes formadas.

	Comp.1	Comp.2	Comp.3	Comp.4	Comp.5	Comp.6	Comp.7	Comp.8	Comp.9	Comp.10
GHE 1	-0.285	0.290	-0.377	0.320	-0.443	0.237	-0.124	0.473		-0.311
GHE 2	-0.428	0.305	-0.118		0.179	-0.223		-0.625	0.112	-0.468
GHE 3	-0.396		0.380	-0.283	0.265		0.463	0.425	-0.215	-0.321
GHE 4	-0.229	-0.371	0.442	-0.182	-0.208		-0.550		0.432	-0.218
GHE 5	0.180	-0.482	0.167	0.380	-0.409		0.296	-0.270	-0.314	-0.359
GHE 6	0.386	-0.254	-0.231	0.250	0.499	-0.228		0.290	0.307	-0.436
GHE 7	0.392	0.141	-0.146	-0.529		0.521	-0.178	-0.144	-0.173	-0.413
GHE 8	0.334	0.311	0.122	-0.310	-0.454	-0.627	0.158	0.117		-0.187
GHE 9	0.156	0.366	0.460	0.360	0.190		-0.464		-0.472	
GHE 10	0.233	0.370	0.418	0.256		0.395	0.326		0.546	

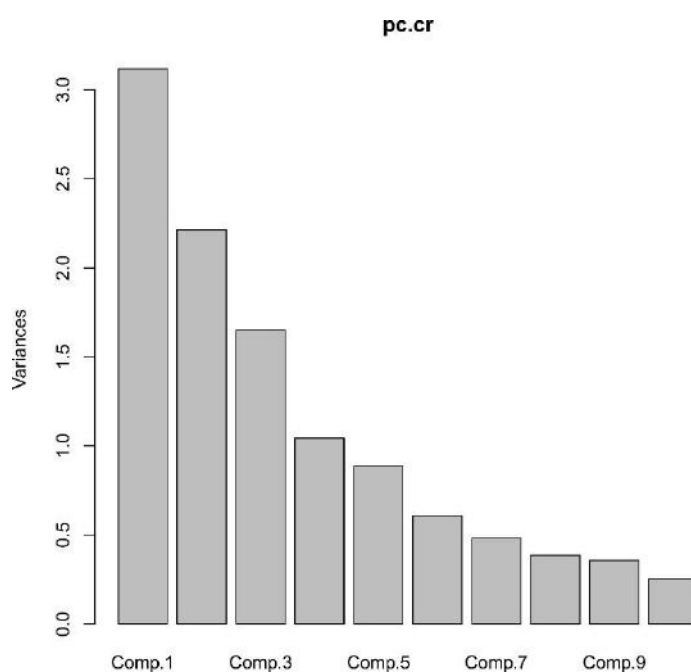


Figura 3.2 – Scree plot mostrando a variância para cada componente, em ordem decrescente.

No segundo gráfico são usadas apenas as componentes 1 e 2 para gerar o biplot, no qual as variáveis são representadas como vetores e os campos como números, que variam de 1 a 70. A dependência entre as variáveis é explicitada pelo ângulo entre os vetores, sendo assim, quanto menor o ângulo entre eles, maior será a dependência entre as variáveis.

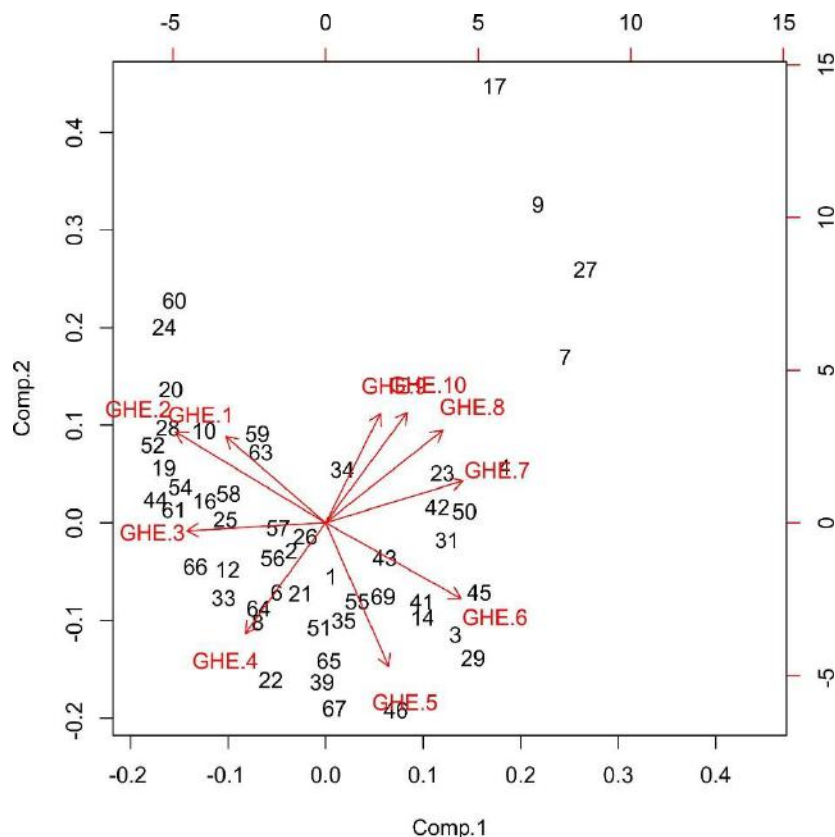


Figura 3.3 – Gráfico biplot utilizando as duas componentes com maior variância, 1 e 2.

Na Figura 3.3 acima é possível notar a existência de ao menos dois agrupamentos principais, de modo que o primeiro corresponde às variáveis de GHE 1 e 2, e o segundo aos GHEs 7, 8, 9 e 10. Os GHEs 3 a 6 aparecem mais espaçados. Apesar disso, de forma visual e arbitrária, foi decidido separar as variáveis em três agrupamentos, no qual o primeiro corresponde as variáveis de GHE 1, 2 e 3, o segundo com GHEs 4,5 e 6, e um terceiro com GHEs 7, 8, 9 e 10 (Figura 3.4). O fato de a grande maioria dos campos estar agrupada no canto inferior esquerdo do gráfico também indica que o sistema das variáveis explica de forma satisfatória os diferentes campos.

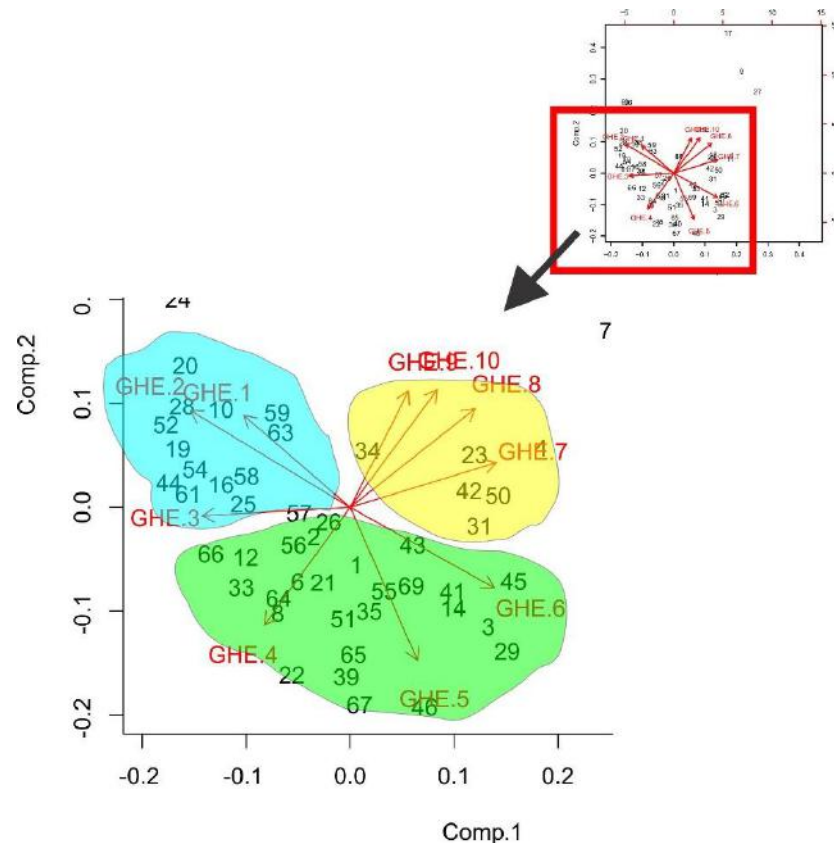


Figura 3.4 – Separação dos campos em três *clusters* distintos, A (azul), B (verde) e C (amarelo). No *cluster* A é possível observar uma grande dependência entre os GHEs 1 e 2, enquanto que no *cluster* B os GHEs 4, 5 e 6 aparecem mais espaçados, o que indica uma menor dependência entre eles. No *cluster* C ocorre novamente um agrupamento entre as variáveis.

Após identificar os três *clustes* de campos (A, B e C) baseado na incidência de proporção no GHE 1 até o GHE 10, um modelo de discriminante canônica foi construído e aplicado aos mesmos dados (Figura 3.5). Os resultados são similares ao do modelo de componentes principais, exceto pelo GHE 9, que aparece deslocado e junto com o *cluster* B. Isso pode ter acontecido devido ao modo como esse último modelo é calculado, além do fato de apenas 5 campos (dos 63 originais utilizados para os cálculos) apresentarem contagens no campo do GHE 9.

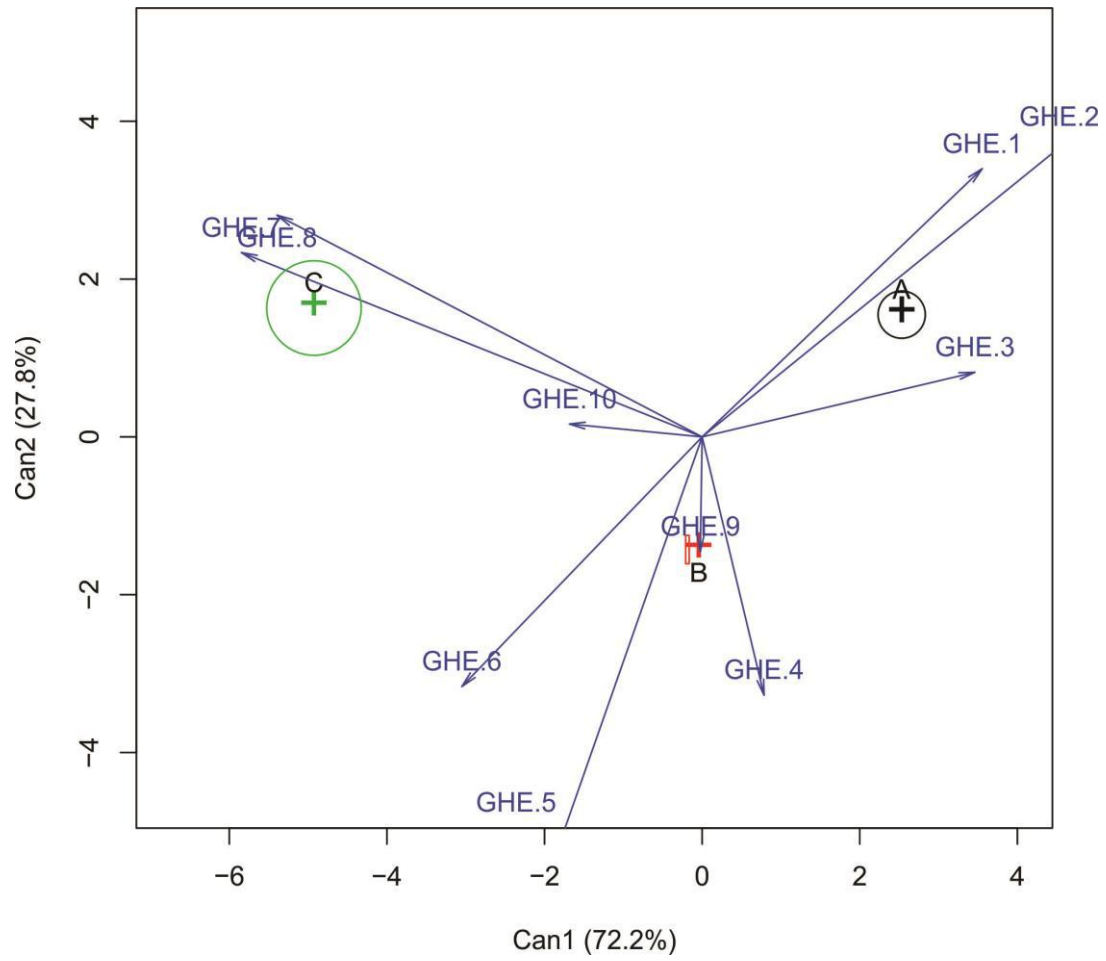


Figura 3.5 – Modelo de discriminante canônica evidenciando novamente o agrupamento dos dados em três *clusters*.

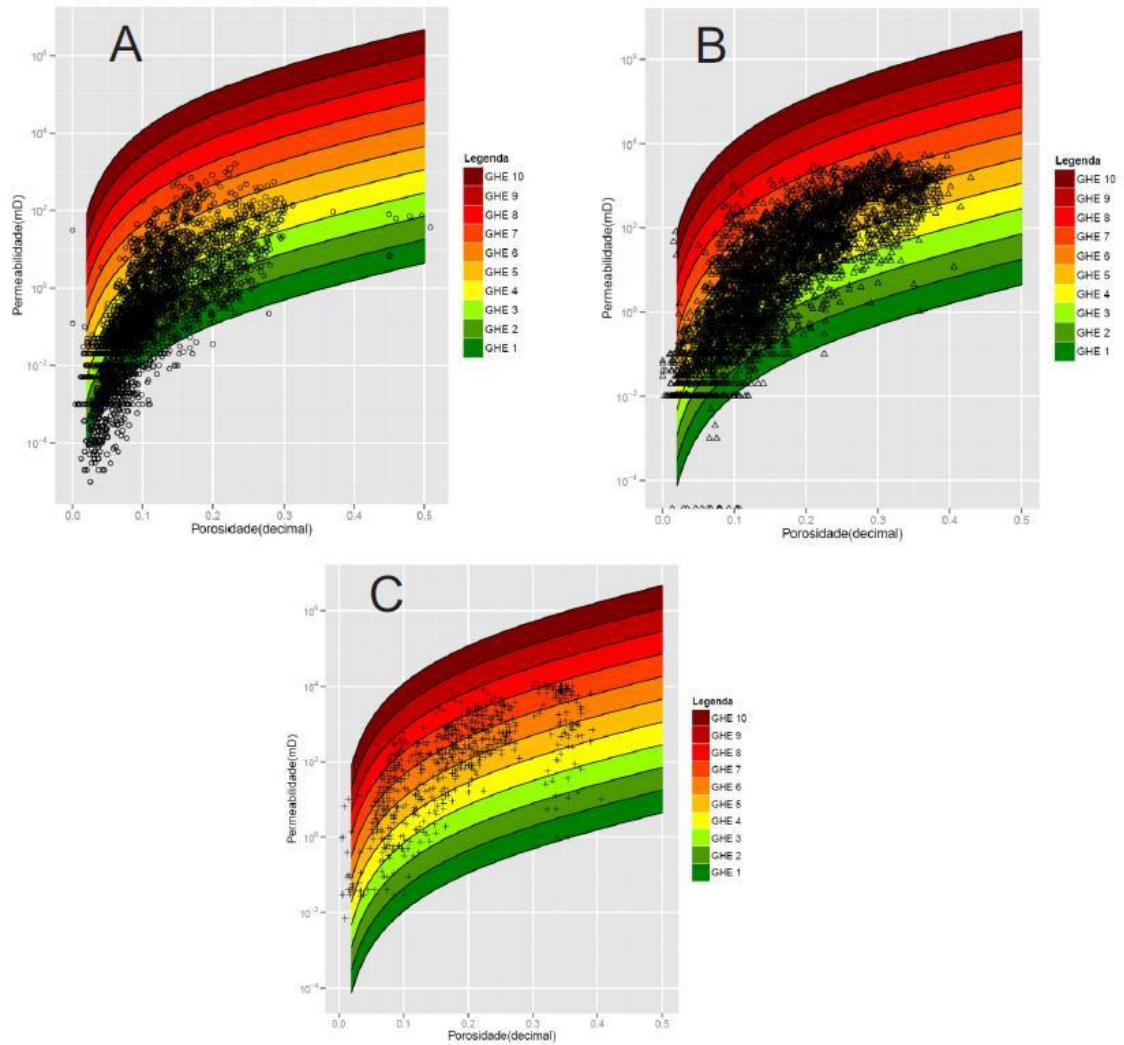


Figura 3.6 – Todos os campos plotados com base em sua separação em três *clusters* distintos, A (acima, esquerda), B (acima, direita) e C (abaixo).

De início, com a informação dos campos presentes em cada *cluster*, foram plotado todos os pontos para cada área, como visto na Figura 3.6 acima. Os campos do *cluster* A apresentam porosidade e permeabilidade mais baixas. Elas alcançam principalmente valores de até 20% para a porosidade e 1mD para a permeabilidade. No *cluster* B, observa-se valores mais altos de porosidade, que variam principalmente entre 10% e 40%. Enquanto que sua permeabilidade apresenta também uma grande variação, entre valores baixos de 0,01 mD a até 100 mD. O *cluster* C é o que apresenta menos pontos, mas pode-se observar uma concentração maior dos

valores de permeabilidade acima de 100mD, enquanto que a porosidade também varia significativamente, entre 10% e 40%.

Uma parte da explicação desses valores é a própria separação dos *clusters* A, B e C, uma vez que o GHEs menores representam por si só valores menores de permeabilidade do que os GHEs mais altos. Ainda assim, é interessante notar os níveis baixos de porosidade no *cluster* A e níveis elevados de permeabilidade nos *clusters* B e C. A partir de agora serão apresentados interpretações de campos de cada um desses três grupos, baseados na Figura 3.4.

Com base na separação dos dados nos três *clusters*, buscou-se uma caracterização geológica desses campos de modo a identificar a causa destes agrupamento. Como todos os campos do catálogo não apresentam os mesmos conjuntos de informações, não foi possível realizar uma interpretação mais detalhada da maioria deles, pois poucos apresentavam dados mais relevantes de seus pontos. Por esse motivo, foram discutidos apenas os campos que possuíam os dados de profundidade, e também aqueles em que foi possível encontrar os artigos originais, como será descrito nas próximas páginas deste trabalho.

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

4.1 *Cluster A*

Para o *cluster A* são encontrados os campos de número 19, 20, 24, 28, 32, 37, 54, 63 e 70, da mesma maneira como são identificados no catálogo do USGS. Destes campos, apenas o 70 não apresenta dados de profundidade. Mas a partir do trabalho de Worden *et al.* (2000), de onde foram extraídos os seus dados, é possível obter maiores informações sobre os poços e sobre as rochas dessa área de modo geral.

Primeiramente, os pontos foram plotados novamente no mapa base, mas dessa vez de forma que fosse possível visualizar também as informações da profundidade de cada ponto. Na Figura 4.1 é possível observar os plots dos campos 19, 20 e 54. Quanto maior o círculo, maior é a profundidade daquele ponto, e vice-versa. Pode-se concluir que não há uma relação direta entre profundidade e porosidade ou permeabilidade para estes campos.

Quanto ao aspecto litológico, o campo 19 é composto de arenitos muito finos a finos e contém argila em abundância ao redor dos grãos de areia e nos poros entre os grãos. Não há informações de litologia para o campo 20. Já o campo 54 é composto por depósitos de arcóseos em forma de lentes (todas as amostras exceto uma) e subgrauvaque lítico (uma amostra a 1806 m). Possuem origem fluvial a deltaica e indicam um ambiente lacustre marginal.

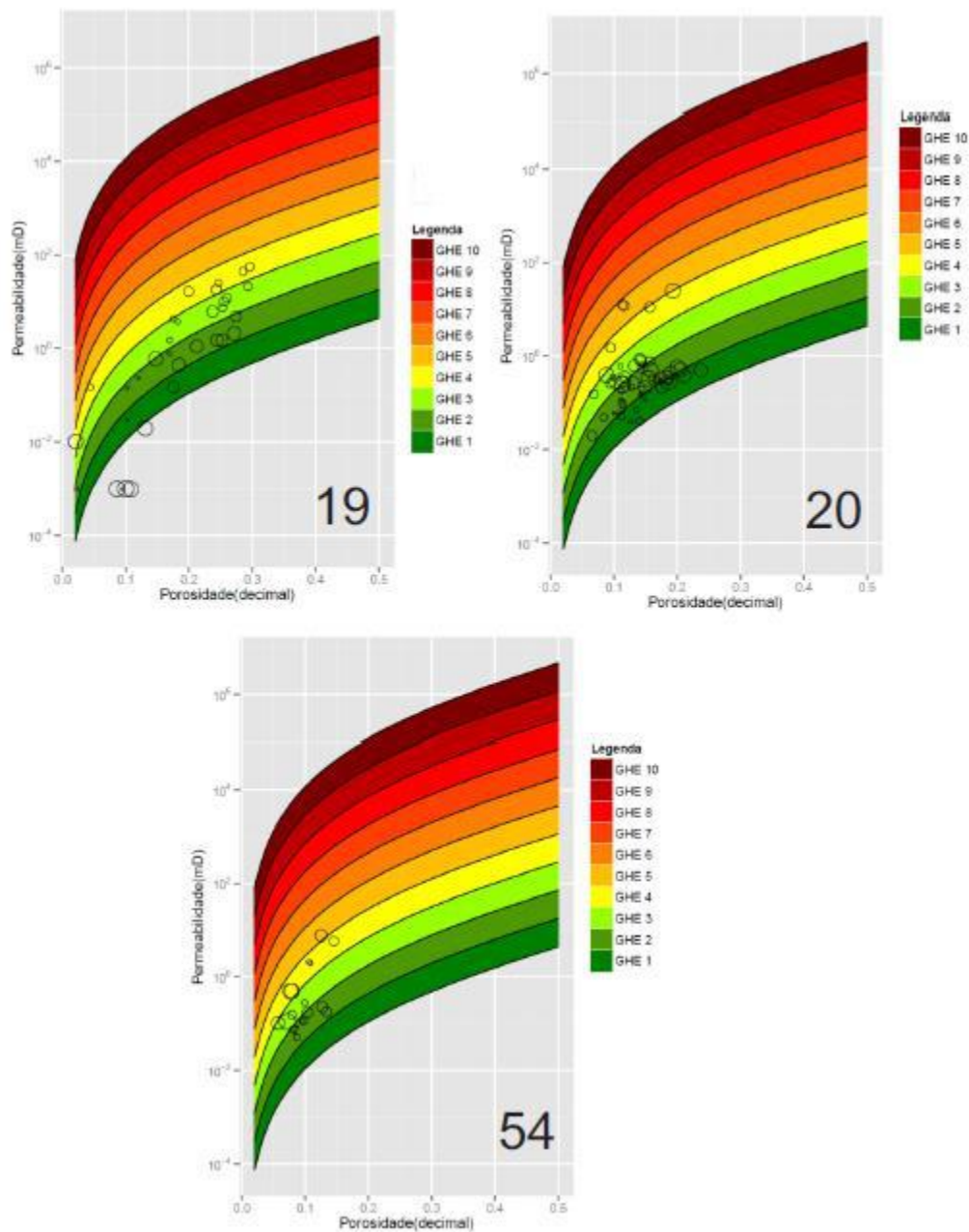


Figura 4.1 – Campos 19, 20 e 54 com os pontos plotados no mapa base relacionados a profundidade. Os círculos maiores indicam maior profundidade dos pontos, e vice-versa.

Estes-Jackson *et al* (2001) diz que o Arenito Muddy do campo 24 é dividido em três membros: basal, médio e superior. O membro basal foi depositado dentro do cinturão de um canal fluvial meandrante, consiste de um arenito com estratificação cruzada bem fraca a massivo e de granulometria fina a média e é o reservatório primário do Campo Domo Riverton, como esse campo é denominado. Uma superfície transgressiva separa o membro basal do

membro médio sobreposto, este que consiste de siltitos com laminação ondulada que ficam mais grossos para cima (*coarsening up*) até arenitos muito finos depositados em ambiente deltaico de maré. O membro médio é separado do membro superior por uma segunda superfície transgressiva. O membro superior é caracterizado por uma camada basal de arenito com bioturbação sobreposto por arenitos argilosos com laminação ondulada, tendo sido depositado em um ambiente pantanoso a estuário na fase final da transgressão marinha do Arenito Lamoso. Como observado na Figura 4.2 abaixo, neste campo ocorre uma relação direta entre profundidade e porosidade e permeabilidade. Isto pode estar relacionado à abundância de argila autigênica no membro basal, que ajudou a prevenir o sobrecrecimento de quartzo e preservou a porosidade.

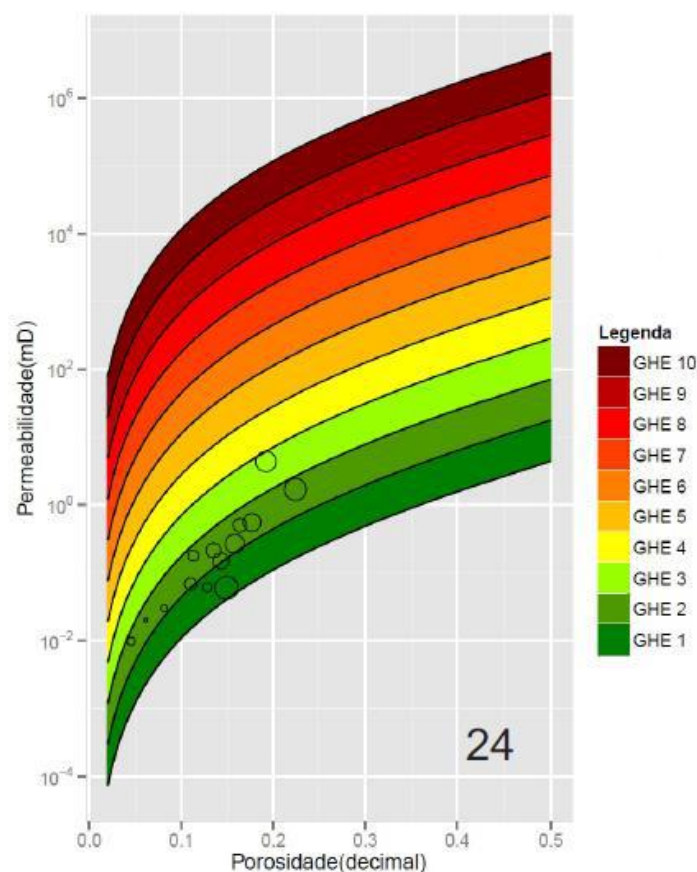


Figura 4.2 – Campo 24 com os pontos plotados no mapa base relacionados à profundidade. A base desse arenito, que é representada pelos círculos maiores (maior profundidade), mostra valores mais elevados de porosidade e permeabilidade do que o seu topo.

De acordo com Grigsby *et al.* (1992), o arenito G do campo 28 tem 88 metros de espessura e consiste de intervalos repetitivos de arenitos *coarsening-up* separados por intervalos ricos em lamito. Apesar de ter apenas seis pontos, é possível observar na Figura 4.3 que há um aumento da porosidade e permeabilidade em direção ao topo deste intervalo, que seria explicado então pelo aumento da granulometria no arenito.

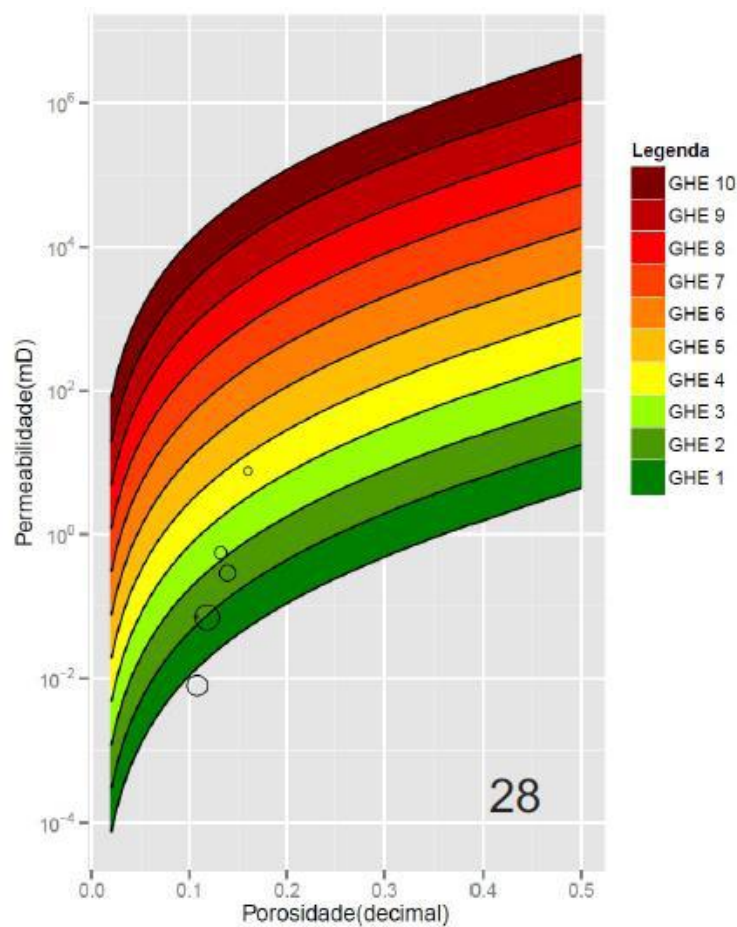


Figura 4.3 – Campo 28 com os pontos plotados no mapa base relacionados a profundidade. O topo apresenta maior porosidade e permeabilidade que a base.

O campo 32 é dividido em duas zonas, um e dois (Hosseini e Hayatdavoudi, 1986). A Zona Um, que corresponde aos pontos de menor profundidade, consiste de um arenito pouco fino a médio, moderadamente bem selecionado, quase sem matriz e cimentado por sílica, que perfaz de 6 a 19% do volume total da rocha. Outra característica interessante é o

sobrecrescimento de quartzo, que é bem desenvolvido na superfície dos grãos de quartzo detrítico, que as vezes chega a preencher uma parte significativa dos antigos espaços porosos.

A Zona Dois é formada por um arenito fino a médio, bem selecionado, quase sem matriz e com cimento de clorita. A composição dos grãos é similar a Zona Um, com a exceção de um pequeno aumento na proporção de fragmentos de rocha. As maiores diferenças entre as Zonas Dois e Um são a falta de qualquer quantidade significativa de sobrecrescimento de quartzo e a presença de uma quantidade relativamente alta de cimento de clorita autigênico.

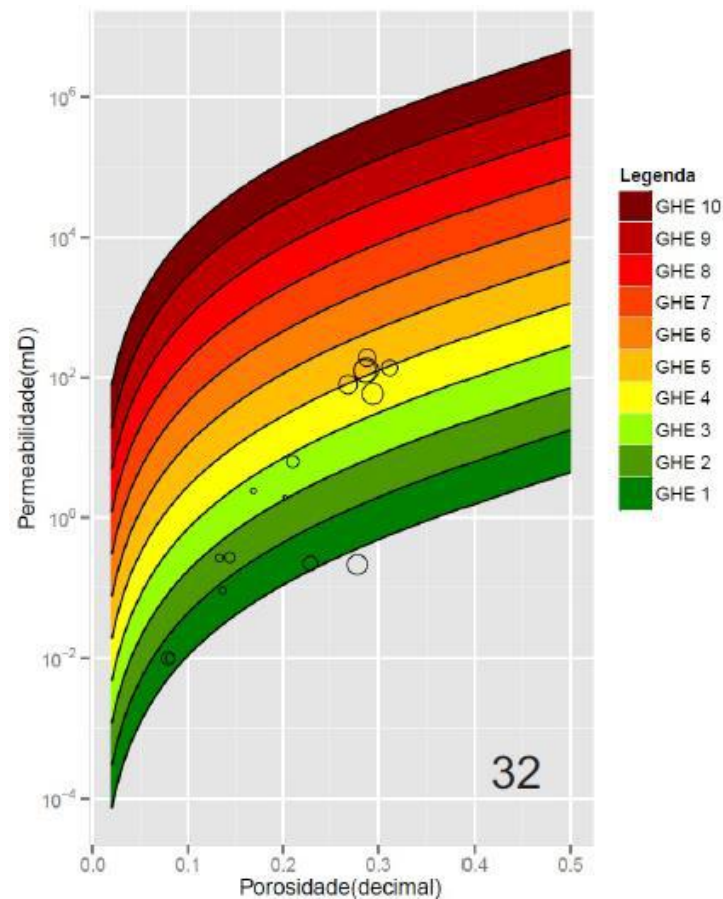


Figura 4.4 – Campo 32 com os pontos plotados no mapa base relacionados a profundidade. O topo apresenta menor porosidade e permeabilidade que a base.

A partir da Figura 4.4 acima pode-se ver que os pontos de maior profundidade estão concentrados principalmente nos GHEs 4 e 5 e apresentam maiores valores de porosidade e

permeabilidade, que correspondem ao arenito da Zona Dois. A grande quantidade de sobrecrescimento de quartzo no arenito da Zona Um pode ser a causa dos seus valores menores.

De acordo com Lindquist (1988), o campo 37 é composto por arenitos eólicos, de granulometria fina a média e grãos moderadamente a bem selecionados. A partir da Figura 4.5 é possível observar que a facies mais porosa e permeável corresponde aos depósitos de duna e interduna seca. Dessa forma, esta facies corresponde a parte mais superficial deste campo, como pode-se observar na Figura 4.6.

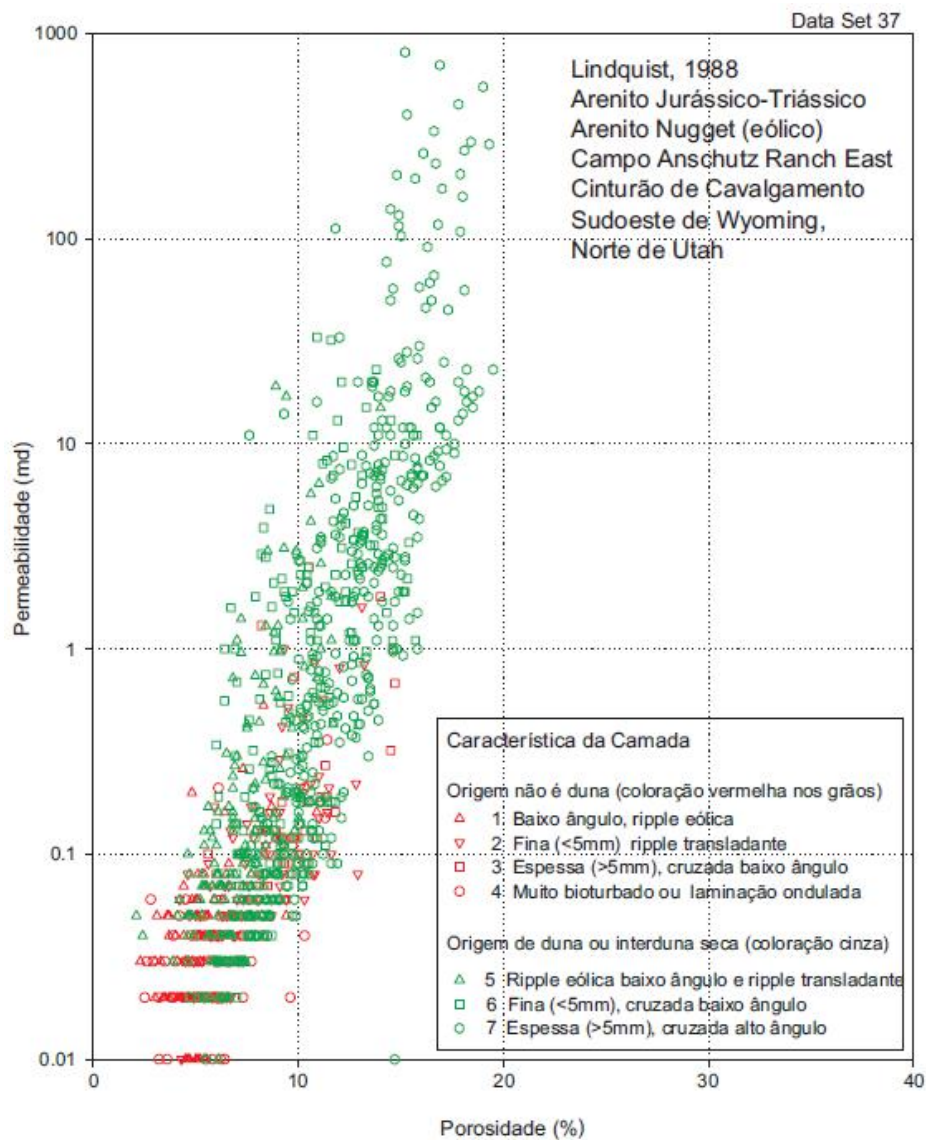


Figura 4.5 – Pontos do campo 37 de acordo com as características de suas respectivas camadas (Adaptado de Nelson & Kibler, 2003).

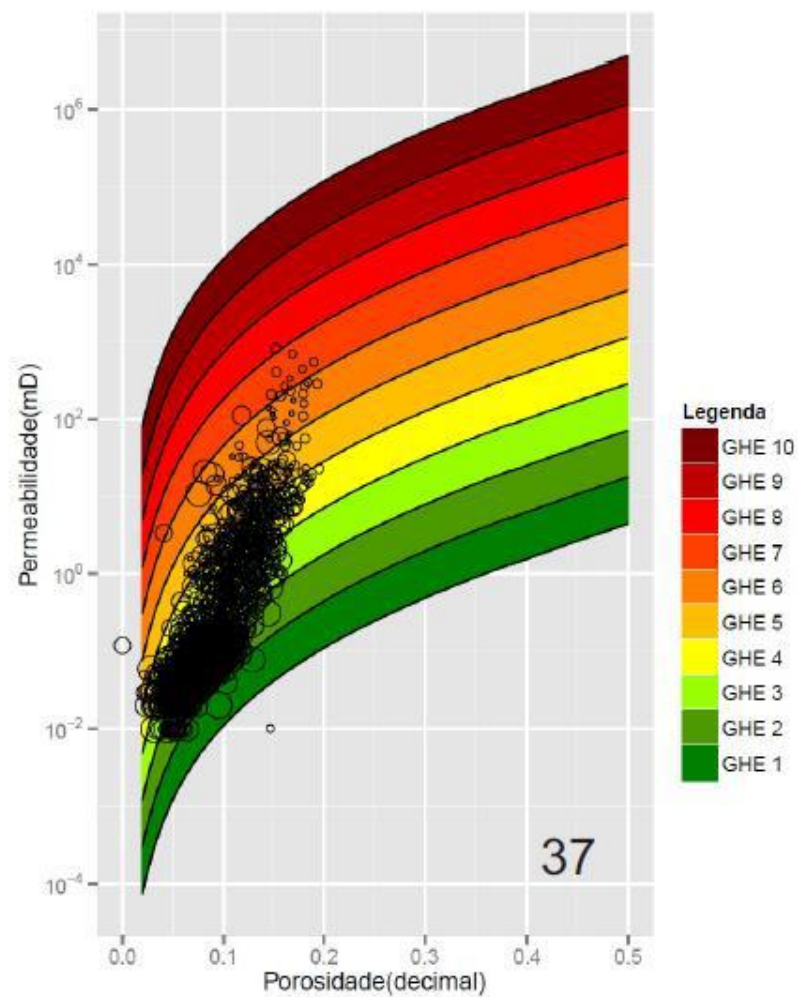


Figura 4.6 – Campo 37 com os pontos plotados no mapa base relacionados a profundidade.

Para o campo 63 há poucas informações litológicas ou estratigráficas sobre os seus depósitos. Stricklin (1999) diz que os arenitos são excepcionalmente porosos para sua profundidade de 4200 m, e sugere que a cimentação dos poros teria sido encerrada pelos hidrocarbonetos neles inseridos. Além disso, observa-se na Figura 4.7 uma redução dos valores de porosidade e permeabilidade com o aumento da profundidade.

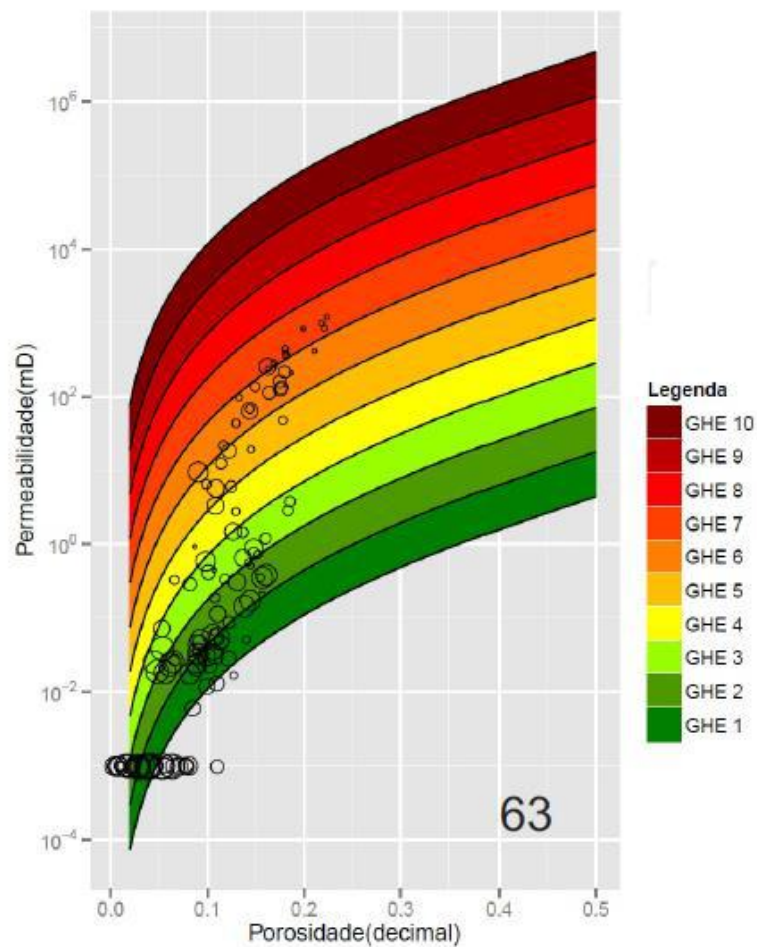


Figura 4.7 – Campo 63 com os pontos plotados no mapa base relacionados de forma inversa à profundidade. Neste campo, a inserção dos hidrocarbonetos teria encerrado a cimentação dos poros e permitido a preservação de porosidade em profundidades tão elevadas.

Os pontos do campo 70 (Figura 4.8) variam entre os GHEs 3 ao 6, quase numa aparente progressão linear. No trabalho de Worden *et al.* (2000), de onde foram extraídos esses dados, é discutido essa relação e uma das causas para a variação de porosidade é a profundidade. Em 1000m, ela varia entre 30 e 35%, enquanto que para 4000m, ela varia entre 10 e 15%. Ele afirma que a microporosidade é aproximadamente constante em 10%, e a macroporosidade diminui. Isso é decorrente da formação de cimento de quartzo decorrente do aumento da profundidade.

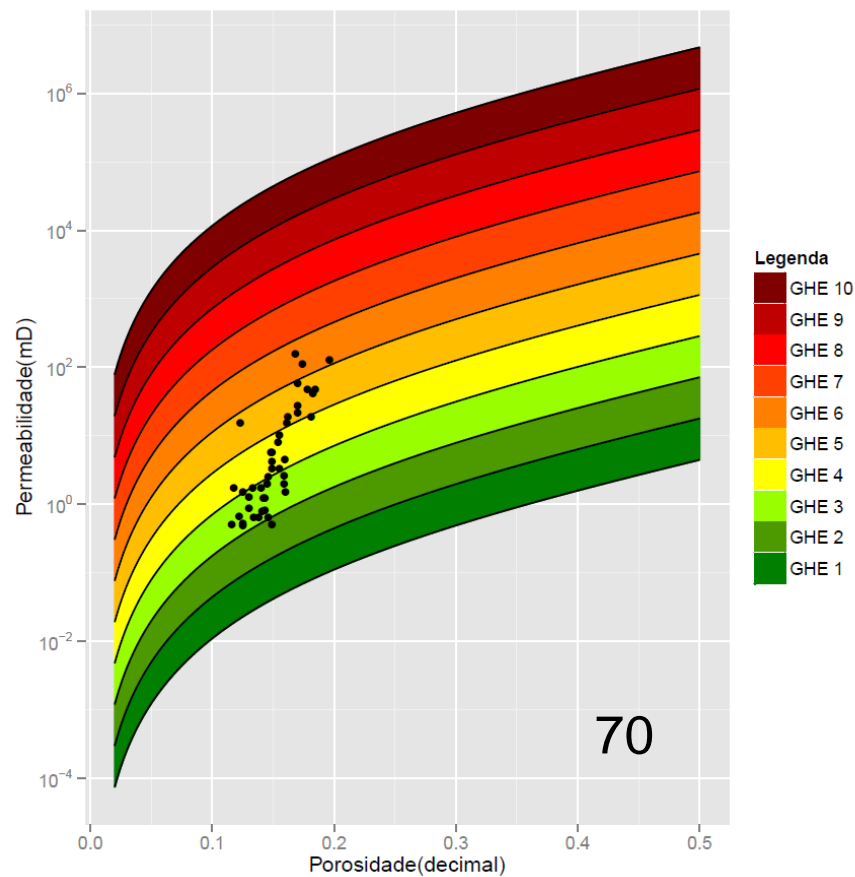


Figura 4.8 – Plot do dados do campo 70 no mapa base mostra progressão de GHEs, decorrente da formação de cimento de quartzo pelo aumento da profundidade.

4.2 Cluster B

No *cluster B* são encontrados os campos 2, 15, 22, 41, 51, 67 e 69. Destes campos, apenas o 22 não apresenta os dados de profundidade de seus pontos. Na Figura 4.9 é possível observar que o campo 2 contém pontos em todos os GHEs, mostrando características bem heterogêneas. O campo 15 concentra-se apenas entre os GHEs 3, 4 e 5, e apresenta valores de porosidade praticamente constantes. Já o campo 41 varia entre os GHEs 3 ao 7, além de apresentar variação de porosidade entre valores próximos ao zero a até 20% e também grande variação na permeabilidade. Nenhum destes campos mostram qualquer relação com a profundidade.

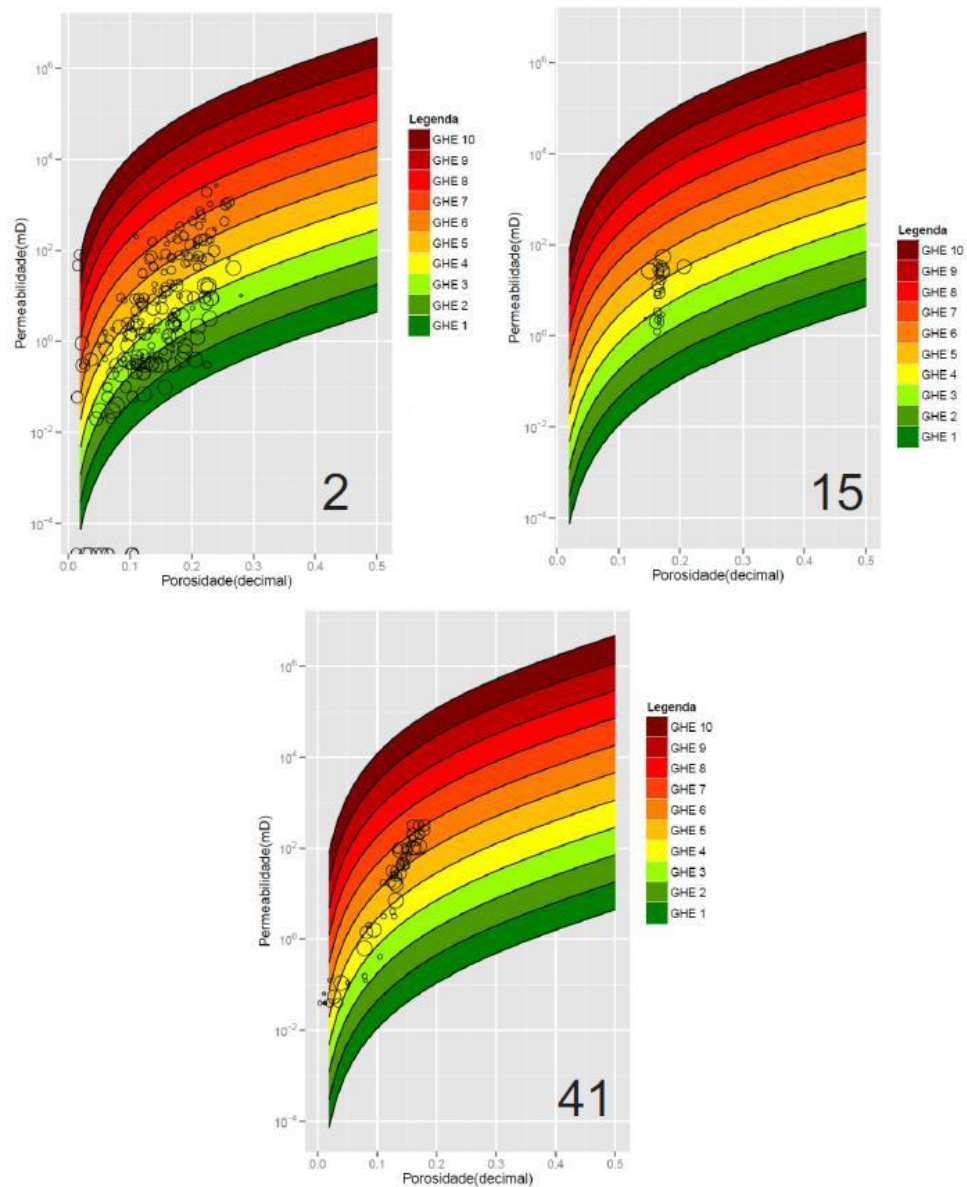


Figura 4.9 – Campos 2,15 e 41 com os pontos plotados no mapa base relacionados a profundidade. Não há nenhuma relação aparente com a profundidade.

Os campos 67 e 69 (Figura 4.10) também não apresentam nenhuma relação aparente com a profundidade de seus pontos. O campo 67 concentra-se entre os GHEs 3 a 5 e apresenta pouca variação de porosidade e permeabilidade, enquanto que o campo 69 contém pontos com GHEs entre 1 ao 7, além de mostrar uma grande variação em sua permeabilidade.

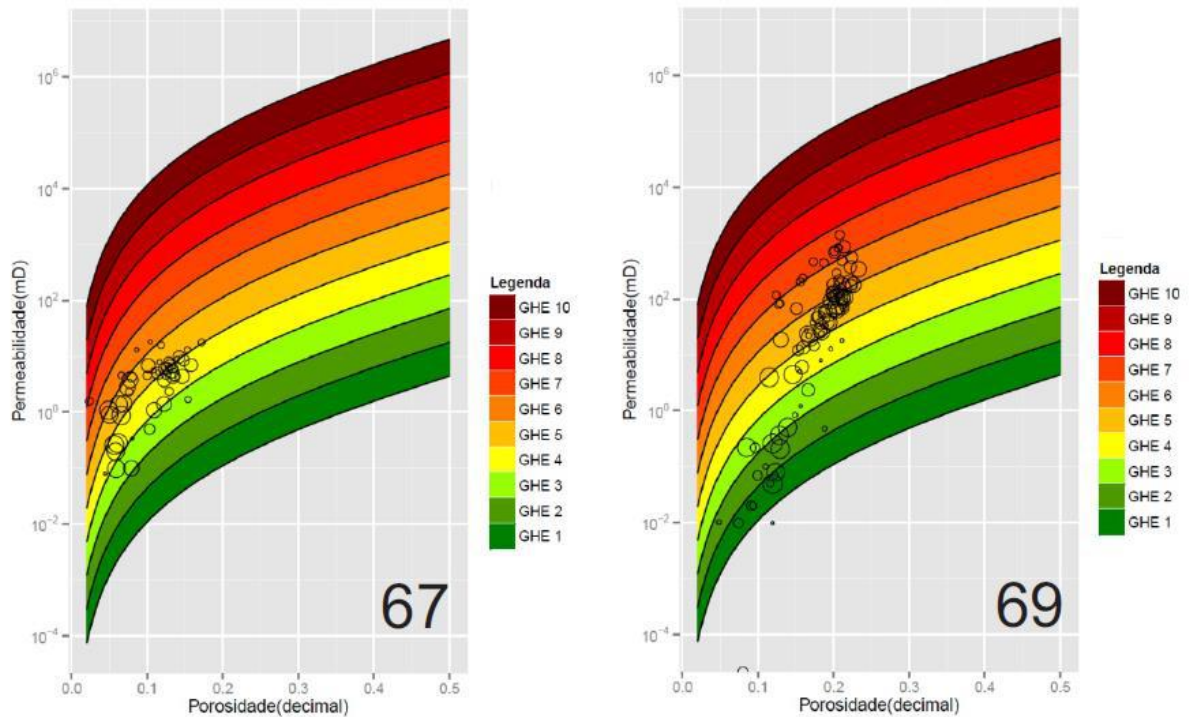


Figura 4.10 – Campos 67 e 69 com os pontos plotados no mapa base relacionados a profundidade. Não é possível observar nenhuma relação aparente da porosidade e permeabilidade com a profundidade.

No campo 22 é possível observar primeiramente uma concentração dos pontos entre os GHEs 4 e 5 (Figura 4.11), que apresentam uma porosidade média maior que 20%. Nesse campo não há muitas informações sobre a variação de granulometria na rocha. De acordo com Dutton *et. al.* (2003) a rocha é em geral bem selecionada e bem fina, e a partir da caracterização do reservatório ele afirma que o controle da variação de porosidade e permeabilidade é feito pelo volume de cimento de calcita presente na rocha. Assim, quanto maior é a formação de calcita como cimento, menor se torna a porosidade e permeabilidade, o que explica os pontos com valores menores na Figura 4.12, em contraposição a concentração dos restantes nos GHEs 4 e 5.

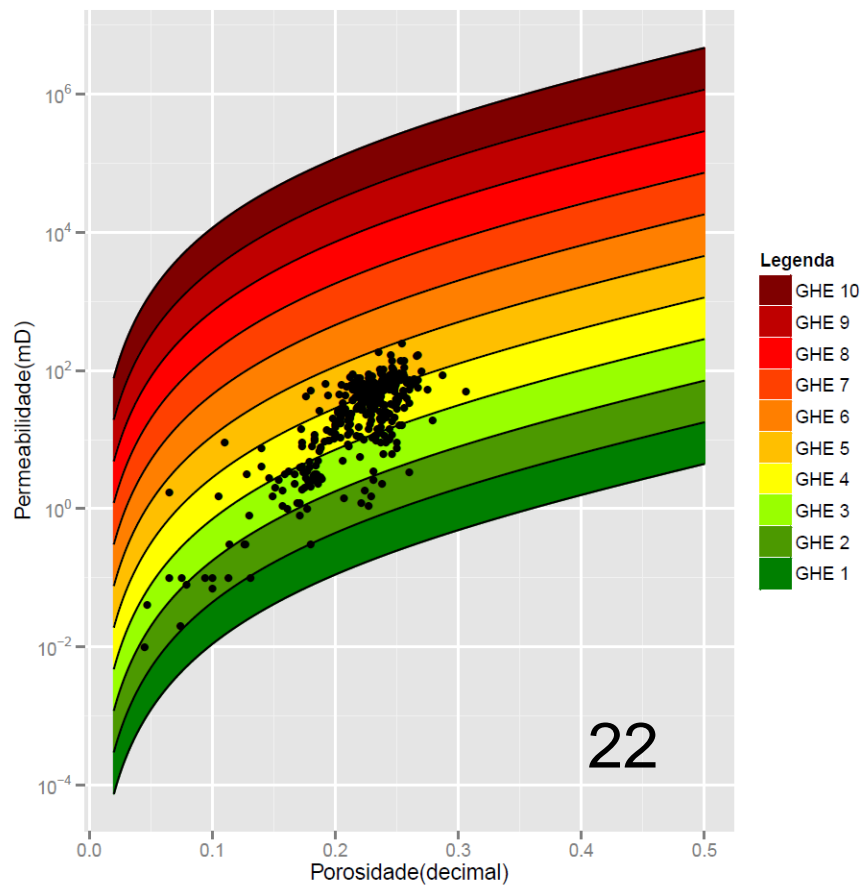


Figura 4.11 – Plot do campo 22 no mapa base mostra concentração de pontos nos intervalos de GHEs 4 e 5. Os valores menores de porosidade e permeabilidade são causados pela presença de maior volume de cimento de calcita.

4.3 Cluster C

Para este *cluster*, o único representante com dados de profundidade é o campo 18. Além dessas informações, ele também possui dados mais detalhados da litologia e granulometria de cada ponto. Foi possível então construir um perfil litológico (Figura 4.12), onde observar-se que os grãos são mais finos no topo do que na base (*fining up*). De acordo com as informações da tabela deste campo, ocorre ainda um aumento da proporção de argila no topo do perfil, pois as camadas de granulometria grossa a fina são descritas como pouco argilosas, enquanto que na camada de granulometria muito fina no topo do perfil apresenta lâminas de argila. Isto é mais um fator que contribui para a menor porosidade em seu topo.

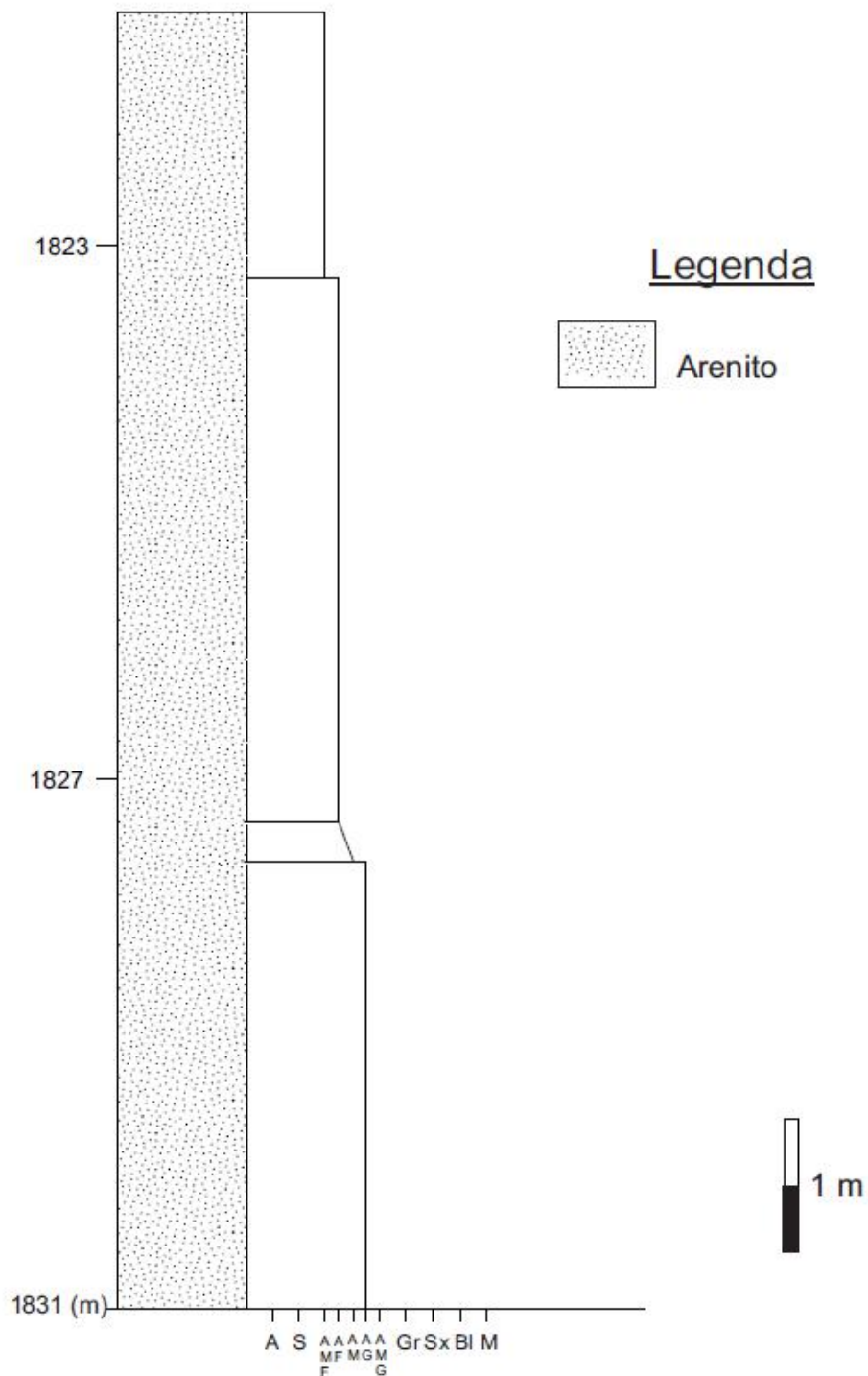


Figura 4.12 – Perfil estratigráfico do campo 18 com identificação da profundidade dos pontos, no qual é possível observar uma estruturação *fining up*. Na escala horizontal estão indicados os tamanhos dos grãos (A – argila; S – silte; AMF - areia muito fina; AF - areia fina; AM - areia média; AG - areia grossa; AMG - areia muito grossa; Gr – grânulo; Sx – seixo; BI – bloco; M – matacão).

Além disso, foram plotados novamente os pontos deste campo, mas dessa vez com uma legenda para identificar sua profundidade (Figura 4.13), assim como nos plots anteriores. Dessa forma é possível visualizar que a porosidade e a permeabilidade são realmente mais baixos no topo, e há um aumento progressivo conforme chegamos à base.

Então, comparando o perfil da Figura 4.12 com as informações de profundidade dos pontos na Figura 4.14, pode-se assumir para esse campo que há uma possível relação entre a granulometria dos grãos e uma maior porosidade e permeabilidade.

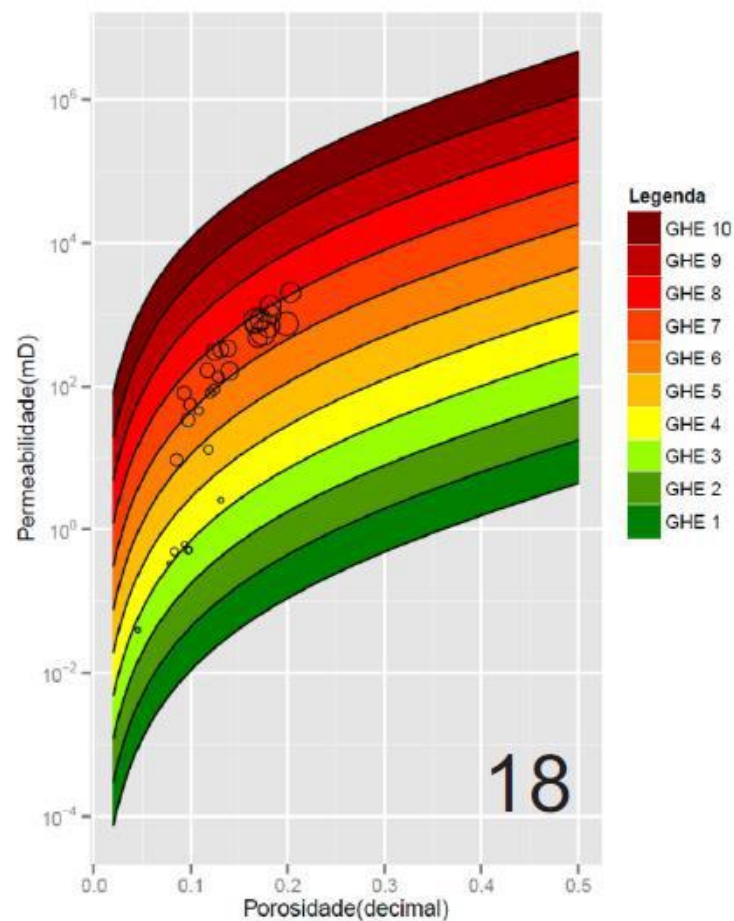


Figura 4.13 – Dados do campo 18 plotados novamente no mapa base mostra a relação dos pontos com sua profundidade.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A técnica de análise multivariada desenvolvida neste trabalho se mostrou aplicável aos dados de porosidade e permeabilidade. Seu uso pode ser uma importante ferramenta para auxiliar os geólogos em estudos que envolvem inicialmente um grande conjunto de dados multivariados, estes que correspondem a uma parte considerável dos dados na Geologia. A técnica funciona então como uma etapa inicial para o estudo e indica um direcionamento primário ao geólogo. Assim após a realização desta primeira etapa ocorre posteriormente a análise mais profunda, sendo possível então realizar interpretações e caracterizações dos resultados obtidos.

Foi possível caracterizar um grande conjunto de dados de porosidade e permeabilidade do Serviço Geológico dos Estados Unidos, utilizando para isso o sistema de classificação petrofísica de *Global Hydraulic Units* e técnicas de análise multivariada. Isso foi possível com o uso do programa *R*, a partir da recriação do mapa base de classificação dos GHEs e das técnicas de análise de componentes principais e análise discriminante canônica. Foi possível encontrar três agrupamentos no conjunto de dados iniciais, chamados de *clusters* A, B e C. Além de encontrar este agrupamento foi possível caracterizar três campos do catálogo de dados, e descobrir elementos geológicos distintos que podem explicar o porquê da separação destes *clusters* num trabalho mais avançado.

Os dados do catálogo não foram suficientes para classificar os clusters. Para isso, é necessário um banco de dados mais completo, com informações completas das litologias das rochas, suas granulometrias e seus dados de profundidade para cada um dos campos. No caso de estudo foi possível determinar explicações pontuais para campos de cada um dos três *clusters*, a partir de informações mais detalhadas de alguns campos de cada *cluster*. Como não há uniformidade de informações para todos os campos no catálogo do USGS que permitiria a investigação dos outros campos de maneira mais detalhada, não há base de informações e

motivos plausíveis para generalizar suas caracterizações individuais para cada um de seus respectivos representantes.

Para trabalhos futuros, sugere-se a utilização de um banco de dados completo, de forma que seja possível investigar igualmente todos os campos. Além disso, é necessário a realização de uma análise de *cluster*, que permite aprofundar o conhecimento da interrelação dos atributos. É importante destacar que o trabalho envolveu a avaliação de milhares de dados de porosidade e permeabilidade, e seus resultados primários podem abrir o caminho para investigações futuras sobre novas formas de caracterizar reservatórios de forma exploratória, presentes nas primeiras fases de estudos e exploração da indústria petrolífera.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMAEFULE, J.O.; ALTUNBAY, M.; TIAB, D.; KERSEY, D.G.; KEELAN, D.K. 1993. **Enhanced Reservoir Description: Using core and log data to identify Hydraulic (Flow) Units and predict permeability in uncored intervals/wells**, Society of Petroleum Engineers 26436, 68th Ann. Tech. Conf. and Exhibit., Houston, Texas.

BIRKS, H. J. B. 1987. **Multivariate analysis in geology and geochemistry: an introduction**. *Chemometrics and Intelligent Laboratory Systems*, v. 2, n. 1, p. 15-28.

CARRINO, T. A., SILVA, A. M., BOTELHO, N. F., SILVA, A. A. C. 2011. **Discriminação de áreas de espesso regolito do leste do Estado do Amazonas usando estatística multivariada, algoritmo hiperespectral e modelagem de dados espaciais**. *Rev. Bras. Geof.*, São Paulo, v. 29, n. 1.

CORBETT, P.W.M.; POTTER, D. 2004. **Petrotyping: A basemap and atlas for navigating through permeability and porosity data for reservoir comparison and permeability prediction**. SCA Annual Conference, Abu Dabhi, p.01-12.

DUTTON, S.P.; W.A. FLANDERS; BARTON, M.D. 2003. **Reservoir characterization of a Permian deep-water sandstone, East Ford field, Delaware basin, Texas**. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 87, n. 4, p. 609-627.

EVERITT, B., & HOTHORN, T. 2011. **An introduction to applied multivariate analysis with R**. New York, Springer, p. 1-23.

FERREIRA, D.F. **Estatística Multivariada**. 2^aed. Ed. UFLA, Lavras (Cap. 2), 2011.

GRIGSBY, J.D.; VIDAL, J.M.; LUFFEL, D.L.; HAWKINS, J.; MENDENHALL M. 1992. **Effects of fibrous illite on permeability measurements from preserved cores obtained in Lower Wilcox Group gas sandstones, Lake Creek field, Montgomery County, Texas**. *Gulf Coast Association of Geological Societies*, v. 42, p. 161-172.

LINDQUIST, S.J. 1988. **Practical characterization of eolian reservoirs for development: Nugget Sandstone, Utah-Wyoming thrust belt.** *Sedimentary Geology*, 56, 315-339.

MONTEIRO, A. B.; CORREIA FILHO, F. L.; FREIRE, P. K. C.; DE SOUZA, N. G.; SOARES FILHO, A. R. 2010. **Análise Estatística Multivariada de Dados Hidroquímicos do Aquífero Cabeças – Sudeste da Bacia Sedimentar do Parnaíba – PI.** *In: Anais do XVI Congresso Brasileiro de Águas Subterrâneas e XVII Encontro Nacional de Perfuradores de Poços.* São Luís, MA.

NELSON, P. H. & KIBLER, J. E. & Geological Survey (U.S.). 2003. **A catalog of porosity and permeability from core plugs in siliciclastic rocks.** U.S. Dept. of the Interior, U.S. Geological Survey. Open-File Report: 2003-420. Disponível em: <<http://pubs.usgs.gov/of/2003/ofr-03-420/ofr-03-420.html>>.

R Development Core Team. 2013. **R: A Language and Environment for Statistical Computing.** Vienna, Austria : the R Foundation for Statistical Computing. ISBN: 3-900051-07-0. Disponível online em: <http://www.R-project.org/>.

STRICKLIN, F.L. Jr. 199., **The Woodbine turbidite fan at Double A Wells Field, Polk County, Texas: A rich gas find in Upper Cretaceous sandstones of a submarine canyon.** American Association of Petroleum Geologists Annual Meeting, abstract, p. A135.

WORDEN, R.H.; MAYALL, M.; EVANS, I.J. 2000. **The effect of ductile-lithic sand grains and quartz cement on porosity and permeability in Oligocene and Lower Miocene clastics, South China Sea: Prediction of Reservoir Quality.** *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 84, n. 3, p. 345-359.

Apêndice A – Tabela de contagem em porcentagem de GHEs para todos os campos.

Campo/% de GHE	GHE 1	GHE 2	GHE 3	GHE 4	GHE 5	GHE 6	GHE 7	GHE 8	GHE 9	GHE 10
1	1.01%	11.11%	13.13%	25.25%	14.14%	24.24%	9.09%	2.02%	0.00%	0.00%
2	2.02%	14.14%	26.26%	17.17%	19.70%	14.65%	5.05%	0.00%	0.00%	1.01%
3	0.00%	0.00%	0.00%	8.55%	38.75%	36.75%	14.53%	1.42%	0.00%	0.00%
4	0.00%	0.00%	0.00%	5.62%	6.74%	24.72%	56.18%	6.74%	0.00%	0.00%
5	0.00%	0.00%	8.62%	29.31%	13.79%	20.69%	18.97%	8.62%	0.00%	0.00%
6	0.00%	12.50%	26.14%	23.86%	19.32%	15.91%	2.27%	0.00%	0.00%	0.00%
7	0.00%	0.00%	0.00%	1.24%	13.04%	19.88%	16.15%	49.69%	0.00%	0.00%
8	0.00%	6.81%	27.23%	35.32%	22.13%	6.81%	1.28%	0.00%	0.43%	0.00%
9	0.00%	0.00%	16.90%	4.23%	7.04%	18.31%	21.13%	16.90%	7.04%	8.45%
10	24.19%	37.10%	12.90%	14.52%	4.84%	6.45%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
11	0.00%	0.00%	0.00%	8.49%	11.32%	31.13%	31.13%	17.92%	0.00%	0.00%
12	0.00%	20.91%	32.73%	21.82%	21.82%	2.73%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
13	0.00%	3.05%	12.18%	17.26%	21.32%	30.96%	8.12%	6.09%	0.51%	0.51%
14	0.00%	5.56%	0.00%	16.67%	11.11%	66.67%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
15	0.00%	0.00%	30.43%	26.09%	43.48%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
16	15.96%	30.85%	12.77%	29.79%	8.51%	2.13%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
17	0.00%	21.05%	10.53%	10.53%	7.89%	2.63%	7.89%	18.42%	13.16%	7.89%
18	0.00%	0.00%	9.68%	12.90%	3.23%	12.90%	54.84%	6.45%	0.00%	0.00%
19	7.14%	39.29%	28.57%	25.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
20	18.52%	50.00%	22.22%	5.56%	3.70%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
21	3.23%	7.53%	24.73%	19.35%	20.43%	22.58%	2.15%	0.00%	0.00%	0.00%
22	0.54%	5.16%	16.58%	42.39%	35.33%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
23	0.00%	0.00%	11.76%	11.76%	0.00%	23.53%	47.06%	5.88%	0.00%	0.00%
24	14.29%	78.57%	7.14%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
25	7.04%	23.12%	29.65%	18.59%	13.07%	6.03%	2.51%	0.00%	0.00%	0.00%
26	8.74%	11.65%	17.48%	22.33%	25.24%	9.71%	1.94%	0.00%	0.00%	2.91%
27	1.64%	0.00%	0.00%	1.64%	6.56%	11.48%	50.82%	19.67%	0.00%	8.20%
28	20.00%	40.00%	20.00%	20.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
29	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	38.89%	61.11%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
30	1.75%	5.26%	10.53%	8.77%	33.33%	24.56%	3.51%	5.26%	0.00%	7.02%
31	0.00%	0.00%	6.03%	13.79%	19.83%	26.72%	21.55%	12.07%	0.00%	0.00%
32	26.67%	13.33%	20.00%	20.00%	20.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
33	4.55%	18.18%	18.18%	40.91%	18.18%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
35	4.21%	6.32%	15.79%	13.68%	32.63%	27.37%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
36	67.39%	28.26%	2.17%	0.00%	0.00%	2.17%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
37	0.30%	32.73%	33.86%	21.65%	8.16%	2.47%	0.67%	0.07%	0.00%	0.07%
38	39.83%	23.28%	10.34%	11.81%	9.40%	5.17%	0.17%	0.00%	0.00%	0.00%
39	0.00%	2.56%	7.69%	41.03%	30.77%	15.38%	2.56%	0.00%	0.00%	0.00%

40	0.49%	0.98%	10.24%	32.68%	33.17%	21.95%	0.49%	0.00%	0.00%	0.00%
41	0.00%	0.00%	5.36%	17.86%	19.64%	50.00%	5.36%	0.00%	1.79%	0.00%
42	2.13%	5.32%	5.32%	7.45%	19.15%	12.77%	45.74%	2.13%	0.00%	0.00%
43	2.63%	2.63%	13.16%	18.42%	23.68%	23.68%	13.16%	0.00%	0.00%	2.63%
44	0.00%	26.32%	50.88%	21.05%	1.75%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
45	0.00%	0.00%	0.00%	4.55%	13.64%	68.18%	13.64%	0.00%	0.00%	0.00%
46	0.00%	0.00%	4.35%	17.39%	56.52%	21.74%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
47	0.00%	0.00%	0.00%	3.96%	25.74%	53.47%	15.84%	0.99%	0.00%	0.00%
49	4.00%	8.00%	20.00%	29.00%	21.00%	11.00%	7.00%	0.00%	0.00%	0.00%
50	0.00%	0.00%	4.00%	12.00%	20.00%	16.00%	36.00%	12.00%	0.00%	0.00%
51	0.00%	4.05%	15.54%	33.78%	12.84%	31.08%	2.70%	0.00%	0.00%	0.00%
52	25.00%	12.50%	50.00%	12.50%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
53	0.00%	0.00%	0.72%	5.76%	29.50%	46.76%	17.27%	0.00%	0.00%	0.00%
54	0.00%	47.37%	21.05%	26.32%	5.26%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
55	1.29%	4.52%	14.19%	20.00%	20.65%	28.39%	10.97%	0.00%	0.00%	0.00%
56	7.98%	19.15%	16.49%	21.28%	20.21%	12.77%	2.13%	0.00%	0.00%	0.00%
57	10.86%	20.00%	16.57%	16.57%	14.29%	18.86%	2.86%	0.00%	0.00%	0.00%
58	20.71%	22.14%	20.00%	15.71%	15.00%	6.07%	0.36%	0.00%	0.00%	0.00%
59	8.00%	38.00%	22.00%	2.00%	4.00%	18.00%	8.00%	0.00%	0.00%	0.00%
60	50.00%	50.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
61	2.81%	24.04%	42.97%	24.81%	4.09%	1.02%	0.00%	0.00%	0.00%	0.26%
62	0.00%	0.00%	0.00%	1.41%	23.94%	52.11%	22.54%	0.00%	0.00%	0.00%
63	18.92%	24.32%	18.92%	8.11%	7.21%	13.51%	9.01%	0.00%	0.00%	0.00%
64	0.00%	10.10%	26.92%	32.21%	15.87%	14.90%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
65	0.00%	2.44%	13.41%	31.71%	29.27%	20.73%	2.44%	0.00%	0.00%	0.00%
66	3.22%	17.54%	33.33%	34.80%	10.82%	0.29%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
67	0.00%	0.00%	10.20%	32.65%	48.98%	6.12%	2.04%	0.00%	0.00%	0.00%
69	7.29%	8.33%	5.21%	8.33%	38.54%	20.83%	11.46%	0.00%	0.00%	0.00%
70	2.27%	43.18%	27.27%	20.45%	6.82%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

Apêndice B – Tabela com fontes, idades, nome das formações e localizações dos data sets de porosidade-permeabilidade.

No.	Autores e Data	Idade Geológica	Nome da Formação	Localização
1	<i>Aase et al., 1996</i>	Jurássico	formação sem nome	Mar Norte
2	<i>Amthor & Okkerman, 1998</i>	Permiano	Formação Slochteren	<i>Holanda</i>
3	<i>Atkinson et al., 1990</i>	Permiano-Triássico	Formação Ivishak	Alaska
4	<i>Bloch et al., 1990</i>	Mississippian	Conglomerado Kekiktuk	Alaska
5	<i>Bloch, 1991</i>	Oligoceno-Mioceno	formação sem nome	Mar do Sul da China
6	<i>Bloch et al., 2002</i>	Jurássico	Formação Ile, Grupo Fangst	Mar Norte
7	<i>Bourbie & Zinszner, 1985</i>	Oligoceno	<i>Fontainebleau S&</i>	França
8	<i>Bowker & Jackson, 1989</i>	Permiano-Pensilvaniano	<i>Arenito Weber</i>	Colorado
9	<i>Cant & Ethier, 1984</i>	Cretáceo Inferior	Formação Falher Member of Spirit River	Alberta, Canada
10	<i>Castle & Burns, 1998</i>	Siluriano	<i>Arenito Grimsby do Grupo Medina</i>	Pennsylvania
11	<i>Cazier et al., 1995</i>	Oligoceno	Formação Mirador	Colombia
12	<i>Chowdhury & Noble, 1992</i>	Devoniano-Carbonífero	Formação Albert	New Brunswick, Canada
13	<i>Clark & Reinson, 1990</i>	Cretáceo Inferior	Formação Viking	Alberta, Canada
14	<i>Corcoran et al., 1994</i>	Eoceno	Grupo Wilcox	Louisiana
15	<i>Cox et al., 1994</i>	Jurássico	<i>Arenito Nugget</i>	Wyoming
16	<i>Dickinson, 1996</i>	Jurássico	Formação Fulmar, Grupo Humber	Mar Norte
17	<i>Dolly & Mullarkey, 1996</i>	Pensilvaniano	<i>Arenito Morrow</i>	Colorado
18	<i>Dolly & Mullarkey, 1996</i>	Devoniano	<i>Arenito Misener</i>	Oklahoma
19	<i>Dolly & Mullarkey, 1996</i>	Cretáceo Inferior	<i>Arenito Muddy</i>	Wyoming
20	<i>Dolly & Mullarkey, 1996</i>	Late Cretaceous	<i>Arenito Frontier</i>	Wyoming
21	<i>Dutton & Willis, 1998</i>	Cretáceo Inferior	Formação Fall River	Wyoming
22	<i>Dutton et al., 2003</i>	Permiano	Formação Bell Canyon	Texas
23	<i>Ehrenberg, 1990</i>	Middle Jurássico	Formação Garn	Mar Norte
24	<i>Estes-Jackson et al., 2001</i>	Cretaceous	Formação Muddy	Wyoming

25	Ganer, 1985	Jurássico	Formação Cotton Valley	Louisiana
26	<i>Gaupp et al., 1993</i>	Permiano	<i>Schneeverdingen e outras formações</i>	Germany
27	Grau, 2000	Jurássico	Formação Brae	Reino Unido
28	<i>Grigsby et al., 1992</i>	Paleoceno	Grupo Wilcox	Texas
29	<i>Hall & Link, 1990</i>	Mioceno Superior	Zona Webster, Formação Monterey	California
30	<i>Hirst et al., 2001</i>	Carbonífero & Devoniano	formação sem nome	Algeria
31	<i>Hogg et al., 1996</i>	Triássico	<i>Arenito Sherwood</i>	<i>Inglaterra</i>
32	<i>Hosseini & Hayatdavoudi, 1986</i>	Cretáceo	<i>Tuscaloosa Formation</i>	Louisiana
33	<i>Keighin et al., 1989</i>	Cretáceo Superior	Formação Almond, Grupo Mesaverde	Wyoming
34	<i>Keighin et al., 1993</i>	Cretáceo Superior	Grupo Mesaverde	Colorado
35	<i>Kerr et al., 1999</i>	Pensilvaniano	<i>Arenito Bartlesville (Glenn)</i>	Oklahoma
36	<i>Langford et al., 1990</i>	Oligoceno	Formação Vicksburg	Texas
37	Lindquist, 1988	Jurássico - Triássico	<i>Formação Nugget</i>	Wyoming
38	<i>Luffel et al., 1991</i>	Cretáceo Inferior	Formação Travis Peak	Texas
39	<i>Mancini et al., 1990</i>	Jurássico Superior	Formação Norphlet	Alabama
40	Marzano, 1988	Plioceno	poços muito dispersos	Golfo do México
41	<i>Miller & Groth, 1990</i>	Cretáceo	Formação Tuscaloosa	Louisiana
42	<i>Miller et al., 1990</i>	Pleistoceno	Formação Tulare	California
43	Mitchell-Tapping, 1997	Cretáceo Inferior	Formação Hosston	Mississippi
44	Montgomery, 1997	Permiano	Formação Bone Spring	New Mexico
45	<i>Montgomery & Morrison, 1999</i>	Mississippiano	formação sem nome	Kansas
46	<i>Montgomery & Leetaru, 2000</i>	Mississippiano	<i>Arenito Aux Vases</i>	Illinois
47	<i>Morgan et al., 1977</i>	Pensilvaniano	Formação Tensleep	Wyoming
48	Morse, 2001	Mississippiano	<i>Arenito Tar Springs</i>	Illinois
49	<i>Muller & Coalson, 1989</i>	Cretáceo Inferior	Formação Dakota	Wyoming
50	Newman, 1999	Triássico	<i>Formação Arenito Ormskirk</i>	Irish Sea
51	<i>Paul et al., 1976</i>	Mioceno a Cretáceo Superior	<i>vários e sem nome</i>	Offshore da California
52	Pryor, 1973	Holoceno	formação sem nome	vários lugares

53	<i>Reedy & Pepper, 1996</i>	Pleistocene	<i>Areia Neb</i>	Golfo do México
54	<i>Shade & Hansen, 1992</i>	Terciário & Cretáceo Inferior	Formação Wasatch	Utah
55	Shenhav, 1971	Cretáceo Inferior	Formação Helez	Israel
56	Smith, 1985	Cretáceo Médio	Formação Tuscaloosa	Louisiana
57	Smith, 1985	Cretáceo Médio	Formação Tuscaloosa	Louisiana
58	Smith, 1985	Cretáceo Médio	Formação Tuscaloosa	Louisiana
59	<i>Sneider et al., 1977</i>	Pensilvaniano	<i>Zonas L e M</i>	Oklahoma
60	<i>Soeder & R&olph, 1987</i>	Cretáceo Superior	Grupo Mesaverde	Colorado
61	Spain, 1992	Permiano	Formação Cherry Canyon	Texas
62	<i>Stiles & Hutfilz, 1992</i>	Jurássico	Formação Etive, Grupo Brent	Mar Norte
63	Stricklin, 1999	Cretáceo Superior	Formação Woodbine	Texas
64	<i>Taylor & Soule, 1993</i>	Oligoceno	<i>Arenito zona-64</i>	California
65	Thomson, 1978	Cretáceo Inferior	<i>Arenito Booth, Formação Hosston</i>	Mississippi
66	<i>Thomson & Stancliffe, 1990</i>	Jurássico Superior	Formação Norphlet	Mississippi
67	<i>Tillman & Martinsen, 1987</i>	Cretáceo Superior	Arenito Shannon	Wyoming
68	<i>Trevena & Clark, 1986</i>	Mioceno	<i>vários e sem nome</i>	<i>Golfo da Tailândia</i>
69	<i>Wendl&t & Bhuyan, 1990</i>	Cretáceo	Grupo Mesaverde	Utah
70	<i>Worden et al., 2000</i>	Oligoceno & Mioceno Inferior	formação sem nome	Mar do Sul da China

Apêndice C – Tabela com bacias, campos, classes de arenito e presença ou ausência do tamanho dos grãos dos data sets de porosidade e permeabilidade. Fonte: Adaptado de Nelson & Kibler, 2003.

No.	Bacia / Província Estrutural	Campo	Arenito Classe**	Tamanho do grão
1	Graben Central	<i>Ula & Gyda fields</i>	SA a AK	S
2	Bacia Permiana, Mar Norte	vários e sem nome	LA	S
3	North Slope of Alaska	<i>Prudhoe Bay Field</i>	LA	N
4	North Slope of Alaska	<i>Endicott Field</i>	SL	S
5	sem nome	<i>Yacheng Field</i>	SL a QA	S
6	Mar Norte	<i>Block 6406</i>	na	N
7	Bacia de Paris, França	nenhum	QA	N
8	Bacia Piceance	<i>Rangely Field</i>	SA	N
9	Bacia Alberta Deep	<i>Elmworth Field</i>	Conglomerado	N
10	Bacia Appalachian	<i>Cooperstown Field</i>	QA, SA, SL	N
11	<i>Llanos Basin Foothills</i>	<i>Cusiana Field</i>	QA	N
12	Sub-bacia Moncton	<i>Stoney Creek Field</i>	SA	N
13	Bacia de interior cretácea	<i>Crystal Field</i>	LA, SL, QA	S
14	Costa do Golfo de Louisiana	<i>Wildsville Field</i>	SA	N
15	Overthrust Belt	<i>Anschutz Ranch East Field</i>	SA	N
16	Central Graben	<i>Puffin Field</i>	SA	N
17	Arco Las Animas	<i>Nee Noche Field</i>	na	S
18	<i>Nemaha Uplift</i>	<i>Nash Northeast Field</i>	na	S
19	Bacia Powder River	<i>Collums Field</i>	na	S
20	Plataforma La Barge	<i>Lincoln Roads Field</i>	na	S
21	Bacia Powder River	<i>Buck Draw Field</i>	QA	N
22	Bacia Delaware	<i>East Ford Unit</i>	AK	N
23	Área Haltenbanken	<i>Smorbukk & other fields</i>	SA	N

24	Bacia Wind River	<i>Riverton Dome Field</i>	SL a LA	N
25	Norte da Bacia de Sal de Louisiana	<i>Terryville Field</i>	QA	S
26	Norte da Bacia germânica	<i>basin-wide study</i>	QA, SA, SL, LA	N
27	Sul do Graben Viking	<i>East Brae Field</i>	QA	S
28	<i>Houston Embayment</i>	<i>Lake Creek Field</i>	QA to LA	N
29	Sul da Bacia San Joaquin	<i>Midway-Sunset Field</i>	PC	N
30	Bacia Timimoun	<i>Teguentour Field</i>	QA	N
31	Bacia Hampshire	<i>Wyth Farm Field</i>	AK	S
32	<i>Downdip Tuscaloosa-Woodbine Trend</i>	<i>wildcat</i>	LA a SL	S
33	<i>Great Divide Basin & nearby areas</i>	vários campos	variado	N
34	Bacia San Juan	nenhum	FL	S
35	Nordeste da PlataformaOklahoma	<i>Glenn Pool Field</i>	na	S
36	Costa do Golfo	<i>McAllen Ranch Field</i>	FL	N
37	Overthrust Belt	<i>Anschutz Ranch East Field</i>	SA	N
38	Arco Sabine	<i>four counties in east Texas</i>	QA	N
39	Bacia de Sal do Mississippi	<i>Hatter's Pond Field</i>	SA	N
40	Golfo do México	<i>three blocks, offshore Louisiana</i>	PC	N
41	Costa do Golfo	<i>Baywood Field</i>	QA	S
42	Sul da Bacia San Joaquin	<i>South Belridge Field</i>	PC	S
43	Bacia de Sal do Mississippi	<i>Bassfield Field</i>	SL	N
44	Bacia de Delaware	<i>Red Tank Field</i>	na	N
45	<i>Hugoton Embayment</i>	<i>South Eubank Field</i>	QA	N
46	Bacia de Illinois	<i>Storms Consolidated Field</i>	QA a SA	N
47	Bacia Big Horn	<i>Oregon Basin Field</i>	QA	N
48	Bacia de Illinois	<i>Inman East Consolidated Field</i>	QA	S
49	Bacia Green River	<i>Henry Field</i>	SL	N
50	Bacia Solway	nenhum	na	N
51	Área Cortes Bank	nenhum	na	S

52	não aplicável	nenhum	na	N
53	Gulf of Mexico	<i>Green Canyon 205 Unit</i>	SA	N
54	Bacia Uintah	<i>Natural Buttes Field</i>	AK	N
55	Southern Coastal Plain, Israel	<i>Helez-Kokhav Field</i>	na	S
56	<i>Downdip Tuscaloosa-Woodbine Trend</i>	<i>Rigolets & Ft. Pike Fields</i>	SA	S
57	<i>Downdip Tuscaloosa-Woodbine Trend</i>	<i>False River Field</i>	QA	S
58	<i>Downdip Tuscaloosa-Woodbine Trend</i>	<i>Judge Digby & False River Fields</i>	QA a SA	S
59	Bacia Anadarko	<i>Elk City Field</i>	na	S
60	Bacia Piceance	<i>Rulison Field</i>	FL	N
61	Bacia de Delaware	<i>Rhoda Walker Field</i>	SA	N
62	Norte do Graben Viking	<i>Cormorant Field</i>	na	N
63	<i>Downdip Tuscaloosa-Woodbine Trend</i>	<i>Double A Wells Field</i>	na	S
64	Sul da Bacia San Joaquin	<i>North Belridge Field</i>	AK	N
65	Bacia de Sal do Mississippi	<i>Bassfield Field</i>	QA	S
66	Bacia de Sal do Mississippi	<i>South State Line Field</i>	FL	N
67	Bacia Powder River	<i>Hartzog Draw Field</i>	na	N
68	Bacia Pattani	<i>Baanpot & three other fields</i>	SL	N
69	Área Book Cliffs	nenhum	variado	N
70	Bacia Nam Con Son	<i>vários e sem nome</i>	SL e LA	N
<p>**Legenda da Litologia</p> <p>QA Quartzo Arenito SA Subarcóseo</p> <p>SL Sublitoarenito AK Arcóseo</p> <p>FL Litoarenito feldspático LA Litoarenito</p> <p>na não disponível</p>				